



**Nuno Miguel Pereira
Martins**

**Incorporação de Micro Inversor em Módulos
Fotovoltaicos**



**Nuno Miguel Pereira
Martins**

Incorporação de Micro Inversor em Módulos Fotovoltaicos

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Electrónica e Telecomunicações, realizada sob a orientação científica de Rui Escadas Martins, Professor Doutor do Departamento de Electrónica, Telecomunicações e Informática da Universidade de Aveiro e de José Carlos da Costa Amador, Director do Departamento de Investigação e Desenvolvimento da Martifer Solar, SA..

o júri

Presidente

Prof. Dr. Alexandre Manuel Moutela Nunes da Mota

Professor Associado do Departamento de Electrónica, Telecomunicações e Informática da Universidade de Aveiro

Arguente

Prof. Dr. Vítor Manuel Grade Tavares

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Vogais

Prof. Dr. Rui Manuel Escadas Ramos Martins

Professor Auxiliar do Departamento de Electrónica, Telecomunicações e Informática da Universidade de Aveiro

Eng. José Carlos da Costa Amador

Director do departamento de Investigação e Desenvolvimento da Martifer Solar, SA.

agradecimentos

Quero começar por agradecer ao meu Orientador, Prof. Doutor Rui Escadas Martins, por todo o apoio prestado tanto durante a execução da presente dissertação como durante o meu percurso académico.

À empresa Martifer Solar, nomeadamente ao meu Co-orientador, José Carlos da Costa Amador, pelo apoio e recursos disponibilizados. Quero agradecer ainda aos restantes colaboradores da empresa que proporcionaram um óptimo ambiente de trabalho e todo o apoio necessário, em particular à Marta Silva, André Coutinho, Pedro Ferreirinha, Bruno Borges Rodrigues, Daniela Almeida e Daniel Leite.

À minha namorada que sempre me apoiou ao longo dos últimos anos.

Aos meus amigos por toda a ajuda e companhia dada ao longo da minha vida.

Por último quero agradecer à minha família, por toda a confiança e apoio prestado ao longo do meu percurso académico.

palavras-chave

Energias renováveis, energia fotovoltaica, micro inversores, inversores

resumo

A crescente utilização das energias renováveis em particular a energia fotovoltaica levou ao aparecimento de novos sistemas electrónicos com vista a uma melhor eficiência na conversão de energia DC em AC. O aparecimento dos micro inversores no mercado fotovoltaico levou a uma mudança de arquitectura no projecto de instalações fotovoltaicas. Pretende-se com este trabalho fazer um estudo dos micro inversores existentes no mercado, desenvolver novos produtos com base em micro inversores bem como realizar um estudo comparativo entre os inversores convencionais e os micro inversores.

keywords

Renewable energies, photovoltaic energy, micro inverter, inverter.

abstract

The constant growth of renewable energy's usage, normally photovoltaic, allowed the introduction of new electronic systems targeting better DC/AC conversion efficiency. The advent of micro inverters for the photovoltaic market opened a new way in the design of photovoltaic installations. This dissertation presents the results of work done about micro inverters, how can they create new products and how can these products compare with those based on classical inverters.

Conteúdos

Conteúdos	i
Imagens	iv
Tabelas	vi
Abreviaturas	vii
Lista de símbolos	viii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objectivos e Metodologia	2
1.3. Estrutura da dissertação	3
Capítulo 2	5
Energia fotovoltaica	5
2.1. Efeito fotovoltaico	5
2.2. Célula fotovoltaica	6
2.3. MPPT	9
2.3.1. Princípio de funcionamento	10
2.4. Tecnologias das células fotovoltaicas	11
2.4.1. Células monocristalinas	11
2.4.2. Células policristalinas	12
2.4.3. Células amorfas	12
2.4.4. Células de película fina	13
2.5. Módulo fotovoltaico	14
2.5.1. Constituição	14
2.5.2. Ligação	16
2.5.3. Efeito de sombreamento (perdas de potência)	17
2.6. Sistemas fotovoltaicos	19
2.6.1. Inversor central	19
2.6.2. Inversor de string	20
2.6.3. Inversor <i>Multi-String</i>	20
2.6.4. Micro Inversores	21

2.7.	Avaliação de sistemas fotovoltaicos	21
2.7.1.	Factores que influenciam a Performance Ratio	23
Capítulo 3	25
Micro Inversores	25
3.1.	História	25
3.2.	Arquitectura	26
3.2.1.	Arquitectura interna.....	27
3.2.2.	Arquitectura dos micro inversores da Enecsys	29
3.3.	O mercado dos micro inversores	31
3.4.	Produtos com micro inversor.....	33
Capítulo 4	37
Projecto e implementação de uma instalação piloto	37
4.1.	Inversores.....	38
4.2.	Módulos	39
4.3.	Estação meteorológica	39
4.4.	Sistemas fotovoltaicos projectados	40
4.4.1.	Sistema com inversor de string Power-One.....	41
4.4.2.	Sistema com micro inversor Enecsys	42
4.4.3.	Sistema com micro inversor iEnergy.....	44
4.4.4.	Sistema com micro inversor Involar.....	46
4.5.	Situações de sombreamento.....	48
4.6.	Tratamento de dados	49
Capítulo 5	51
Apresentação dos resultados.....	51	
5.1.	Simulações PVSYST.....	51
5.2.	Resultados experimentais	51
Capítulo 6	57
Produtos desenvolvidos	57	
6.1.	Kit	57
Capítulo 7	61
Conclusões e trabalho futuro	61	
Bibliografia	63	
Anexo A	65	

Anexo B	69
Anexo C	71
Anexo D	73
Anexo E.....	75
Anexo F.....	87

Imagens

Figura 2.1- Efeito fotovoltaico [3].....	5
Figura 2.2 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [5]	6
Figura 2.3 - Curva I-V de um célula fotovoltaica.....	7
Figura 2.4 – Influência da radiação numa célula fotovoltaica [6]	7
Figura 2.5 – Influência da temperatura numa célula fotovoltaica [6]	8
Figura 2.6 - Factor de forma de uma célula.....	9
Figura 2.7 – Ponto de potência máxima de uma célula fotovoltaica	9
Figura 2.8 – Procura do ponto de potência máxima	10
Figura 2.9 – Célula monocristalina [10]	11
Figura 2.10 –Célula policristalina [10]	12
Figura 2.11 – Célula amorfa [13]	12
Figura 2.12 – Módulo com tecnologia de filme fino [14]	13
Figura 2.13- Eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [16]	14
Figura 2.14 - Diferentes camadas na construção de um módulo fotovoltaico	15
Figura 2.15 - Esquema de ligação dos díodos de <i>bypass</i> em um módulo de 60 células	15
Figura 2.16- Caixa de junção com três díodos de <i>bypass</i>	16
Figura 2.17 – Módulos ligados em série.....	16
Figura 2.18 Módulos ligados em paralelo	17
Figura 2.19 – Efeito do sombreamento de uma célula na curva I-V do módulo	18
Figura 2.20 – Efeito do sombreamento na curva P-V de uma string de módulos.....	18
Figura 2.21 – Inversor central	19
Figura 2.22 – Inversor de <i>string</i>	20
Figura 2.23 – Inversor <i>multi-string</i>	20
Figura 2.24 - Micro inversor	21
Figura 3.1 – Micro inversor OK4-100 da empresa OKE Services	25
Figura 3.2 – Módulos conectados em série a um inversor central ou de <i>string</i> [23]	26
Figura 3.3 – Módulos conectados individualmente a um micro inversor [23]	27
Figura 3.4 Diagrama de blocos micro inversor [24].....	28
Figura 3.5 – Algoritmo MPPT no micro inversor da ST Microelectronics [24].....	28
Figura 3.6 Inversores com um design convencional necessita de condensadores electrolíticos com “reservatórios de energia”. [25].....	29
Figura 3.7 Elevação da tensão no primeiro andar de entrada [25].....	29
Figura 3.8 Arquitectura do micro inversor da fabricante Enecsys [25]	30
Figura 3.9 Placa electrónica presente nos microinversores da Enecsys [25]	30
Figura 3.10 – Logótipos de fabricantes de micro inversores	33
Figura 3.11 – Imagem do micro inversor incorporado na parte traseira do módulo fotovoltaico.....	33
Figura 3.12 – Módulo da SunPower com micro inversor na parte traseira	34
Figura 3.13 – Modelo SunSine AC da GreenRay.....	34
Figura 3.14 – Módulo com micro inversor da Petra Solar.....	35
Figura 3.15 – Modelo do modulo com micro inversor da AUO-Benq Solar.....	35
Figura 3.16 – Módulo da Upsolar com um micro inversor da Enphase incorporado na caixa de junção	36
Figura 3.17 – Modelo do modulo AC da Canadian Solar	36

Figura 4.1 - Local de instalação dos sistemas fotovoltaicos	37
Figura 4.2- Estação meteorológica	40
Figura 4.3 – Quadro de ligação á rede eléctrica	40
Figura 4.4 – Quadro de protecção DC e inversor de string	41
Figura 4.5 – Gráfico da simulação PVSYST para o sistema com o inversor de string.....	42
Figura 4.6 – Um micro inversor Enecsys por cada módulo fotovoltaico	42
Figura 4.7 – Pormenor de ligação do micro inversor Enecsys	43
Figura 4.8 – Foto da instalação dos micro inversores Enecsys.....	43
Figura 4.9 – Gráfico da simulação PVSYST para o sistema com micro inversores Enecsys	44
Figura 4.10 – Micro inversor GT260 da iEnergy	44
Figura 4.11 – Esquema de ligação dos micro inversores da iEnergy	45
Figura 4.12 – Foto da instalação de um micro inversor da iEnergy	45
Figura 4.13 – Esquema de ligação do sistema de monitorização da iEnergy	46
Figura 4.14 – Modelo do micro inversor MAC250 da Involar	46
Figura 4.15 – Esquema de um sistema fotovoltaico com micro inversores da Involar.....	47
Figura 4.16 – Micro inversor da empresa Involar após instalação	47
Figura 4.17 – Gráfico da simulação PVSYST para o sistema com micro inversores Involar	48
Figura 4.18 – Cenários de sombreamento	48
Figura 5.1 – Gráfico da energia diária produzida e temperatura média diária.....	52
Figura 5.2 – Gráfico da energia diária produzida e radiação média diária	52
Figura 5.3 – Gráfico da evolução da <i>Performance Ratio</i>	53
Figura 5.4 – Gráfico da PR média para cada um dos sistemas em estudo	53
Figura 5.5 – Gráfico da potência de saída dos inversores ao longo de um dia de radiação variável	54
Figura 5.6 – Gráfico da potência de saída dos inversores ao longo de um dia de céu limpo.....	54
Figura 5.7 – Gráfico da potência de saída do inversor Power-One em função da radiação incidente	55
Figura 5.8 - Gráfico da potência de saída do sistema com micro inversores Involar em função da radiação incident	56
Figura 5.9 – Gráfico da potência de saída do sistema com micro inversores iEnergy em função da radiação incidente	56
Figura 6.1 - Principais componentes do <i>kit</i> desenvolvido	57
Figura 6.2 – Desenho tridimensional da montagem do módulo sobre a estrutura metálica	58
Figura 6.3– Desenho tridimensional do <i>kit</i> desenvolvido.....	59
Figura 6.4– Fotografia de pormenor do local de fixação do micro inversor.....	59

Tabelas

Tabela 1 - Principais empresas fabricantes de micro inversores e otimizadores DC-DC [26].....	31
Tabela 2 – Análise SWOT dos micro inversores.....	32
Tabela 3 – Características do sistemas fotovoltaicos instalados.....	38
Tabela 4 – Características técnicas dos módulos utilizados	39
Tabela 5 – Previsão da energia produzida em cada um dos sistemas durante um ano	51
Tabela 6 – Previsão da <i>Performance Ratio</i> para cada um dos sistemas	51
Tabela 7 – Tabela com a produção energética diária e respectivos totais de cada sistema	55
Tabela 8 – Previsão de custos de venda, energia produzida e anos de retorno do investimento	58

Abreviaturas

Lista de abreviaturas

AC	(<i>Alternate Current</i>) – corrente alternada
AM	(<i>Air Mass</i>) – massa de ar
CdTe	(<i>Cadmium Telluride</i>) – material alternativo ao silício
CIGs	(<i>Copper Indium Gallium Selenide</i>) – material alternativo ao silício
CIS	(<i>Copper Indium Selenium</i>) – material alternativo ao silício
DC	(<i>Direct Current</i>) – corrente contínua
EVA	(<i>Ethylene Vinyl Acetate</i>) – tipo de encapsulante
FF	(<i>Fill Factor</i>) – factor de forma de uma célula
MPP	(<i>Maximum Power Point</i>) – ponto de potência máxima
MPPT	(<i>Maximum Power Point Tracking</i>) – procura do ponto de potência máxima
PLC	(<i>Power Line Communication</i>) – comunicação de dados através da linha eléctrica
PR	(<i>Performance Ratio</i>) – taxa de desempenho
ROI	(<i>Return on Investment</i>) – retorno sobre investimento
STC	(<i>Standard Test Conditions</i>) – condições de teste ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{ °C}$, $AM=1.5$)
SWOT	(<i>Strenghts, Weaknesses, Opportunities, Threats</i>) – Forças, Fraquezas, Oportunidades, Ameaças

Lista de símbolos

P	Potência
V	Tensão
I	Corrente
W	<i>Watt</i>
A	Área da célula solar
G	Radiação solar incidente
T	Temperatura
R _s	Resistência série
R _p	Resistência paralelo
V _{oc}	Tensão de circuito aberto
I _{sc}	Corrente de curto circuito
Y _f	Índice final
Y _r	Índice de referência

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivação

Hoje em dia verifica-se uma crescente procura de formas de energia alternativa devido à escalada dos preços dos combustíveis fósseis. Cada vez mais a utilização de energias renováveis mostra-se como uma alternativa viável. Entre elas encontra-se a energia fotovoltaica, que tem apresentado um crescimento bastante acentuado ao longo dos últimos anos.

No entanto os custos apresentados por esta forma de energia encontram-se ainda bastante elevados em relação a outras formas de energia. Contudo tem existido uma forte aposta por parte das autoridades governamentais em massificar esta forma de energia, desde os pequenos produtores (microgeração) até às grandes centrais fotovoltaicas.

Mesmo com uma massificação na produção de painéis fotovoltaicos a nível mundial, a verdade é que o rendimento destes módulos encontra-se ainda muito abaixo do pretendido, na ordem dos 15-20 % nas versões comerciais e 25% em testes efectuados em laboratório. Pretende-se por isso, hoje em dia, encontrar soluções que possam otimizar o rendimento da conversão de energia solar para energia eléctrica de forma a diminuir o tempo de retorno do investimento (ROI). Neste momento estão a surgir no mercado variadíssimas soluções que têm como objectivo a optimização, monitorização e manutenção dos painéis fotovoltaicos e por sua vez o aumento da eficiência global dos sistemas. Pretende-se com este trabalho encontrar no mercado soluções que conduzam a este objectivo. Entre elas estão em primeiro lugar os micro inversores, que têm como objectivo fazer a conversão de energia DC para AC ao nível do módulo. Uma outra forma de aumentar a eficiência dos painéis solares é a utilização de conversores DC-DC ao nível do módulo.

No entanto interessa quantificar qual o impacto que estas tecnologias irão apresentar em termos de aumento do rendimento e em que situação a sua utilização é mais eficiente.

1.2. Objectivos e Metodologia

Pretende-se com este trabalho desenvolver uma nova gama de produtos baseados na utilização de micro inversores para a empresa Martifer Solar, SA. Deste modo o estudo a ser realizado irá passar por três fases distintas:

Fase 1: Nesta fase será feito um levantamento dos micro inversores existentes no mercado bem com uma análise dos diferentes produtos de modo a ser feita uma selecção de no máximo três produtos para ser feito um estudo mais profundo nas fases seguintes.

Fase 2: Serão projectados e implementados vários sistemas fotovoltaicos no campus da Martifer Solar de modo a avaliar em situação de operação real a performance dos diferentes micro inversores bem como executar um estudo comparativo entre os micro inversores e os inversores convencionais.

Fase 3: Tratamento dos dados provenientes dos vários sistemas fotovoltaicos. Nesta fase serão também realizados os *datasheets* e manuais de instruções dos produtos desenvolvidos.

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em oito capítulos onde são expostos todos os conceitos e trabalho desenvolvido. De seguida encontra-se uma breve descrição de cada um dos capítulos:

- Capítulo 1, Introdução – é feita uma exposição dos objectivos, motivação e metodologia seguidas na realização da dissertação;
- Capítulo 2, Energia Fotovoltaica - neste capítulo é feita uma abordagem à energia fotovoltaica e às diferentes topologias existentes em instalações fotovoltaicas;
- Capítulo 3, Micro inversores – neste capítulo é realizada uma análise de mercado dos micro inversores, a apresentação da arquitectura interna do micro inversor e ainda a apresentação dos principais produtos no mercado baseados em micro inversor.
- Capítulo 4, Projecto e Implementação de instalação piloto – neste capítulo são dimensionadas várias instalações fotovoltaicas com o objectivo de avaliar a performance dos diferentes micro inversores bem como realizar um estudo comparativo entre os micro inversores e os inversores *de string*.
- Capítulo 5, Apresentação dos resultados – neste capítulo são apresentados os resultados provenientes da avaliação dos micro inversores.
- Capítulo 6 Produtos desenvolvidos – Neste capítulo são apresentados os produtos desenvolvidos com recurso a micro inversores.
- Capítulo 7, Conclusões e trabalho futuro – neste capítulo é realizada uma breve conclusão acerca da avaliação dos micro inversores e do trabalho desenvolvido durante a presente dissertação.

Capítulo 2

Energia fotovoltaica

2.1. Efeito fotovoltaico

As células fotovoltaicas têm como princípio de funcionamento o efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel que verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num electrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz [1]. O efeito fotovoltaico explica a conversão de energia luminosa incidente numa junção $p-n$ (célula fotovoltaica) em energia eléctrica.

Segundo os princípios do efeito fotovoltaico, a incidência de fotões numa camada n de um material semiconductor fornece energia aos electrões (portadores maioritários) que, quando superior à banda de energia intrínseca do semiconductor (*bandgap*) que separa as bandas de valência e de condução (cerca de 1 eV) [2], provoca a criação de pares electrão-lacuna. O campo eléctrico devido à existência da junção $p-n$ promove a circulação dos electrões pelo circuito de carga (exterior à célula fotovoltaica). A tensão da célula deve-se ao efeito de difusão que ocorre no material. O efeito de difusão e o campo eléctrico devido à junção $p-n$ neutralizam-se de forma a atingir um ponto de equilíbrio, dependente da corrente que circula pela carga. A recominação de portadores na junção $p-n$, responsável pelo aparecimento da corrente de díodo, aumenta com o aumento da tensão externa. A diminuição da diferença de potencial aos terminais da célula, devida a aumento de carga, diminui o campo eléctrico da junção provocando uma difusão mais larga e consequentemente uma diminuição da corrente de díodo (contrária à corrente de carga).

Na Figura 2.1 podemos observar um esquema simplificado do efeito fotovoltaico.

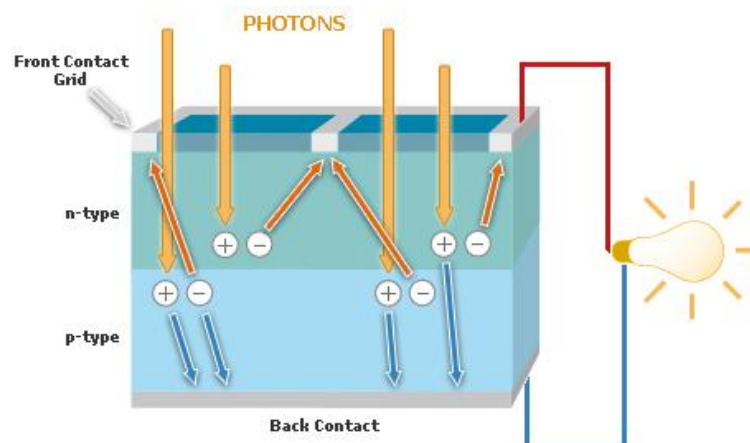


Figura 2.1- Efeito fotovoltaico [3]

2.2. Célula fotovoltaica

A primeira célula solar moderna foi apresentada apenas em 1954. Tinha apenas dois centímetros quadrados de área e uma eficiência de 6%, gerando 5 mW de potência eléctrica [4]. A eficiência de uma célula define-se como a relação entre o ponto de potência máxima e a potência da radiação solar incidente.

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é apresentado na Figura 2.2, a destacar as resistências R_s e R_p que modelizam respectivamente as perdas de tensão e corrente, ocorridas no interior.

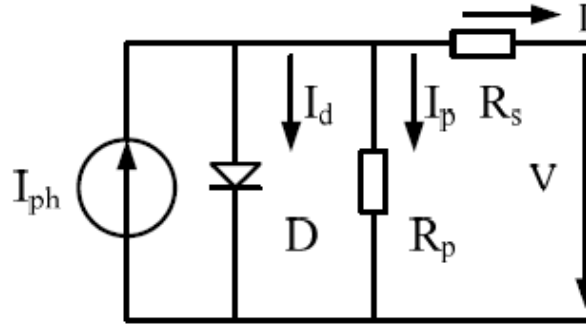


Figura 2.2 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [5]

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.1)$$

$$V_j = V + IR_s \quad (2.2)$$

$$I_p = \frac{V_j}{R_p} \quad (2.3)$$

$$I = I_{ph} - I_o \left\{ e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right\} - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (2.4)$$

Onde:

- I – corrente de saída (A);
- I_{ph} – corrente fotovoltaica (A);
- I_d – corrente de diodo (A);
- I_p – corrente de *shunt* (A);
- V_j – tensão no diodo (V);
- V – tensão de saída (V);
- R_s – resistência série (Ω);
- R_p – resistência paralelo (Ω);
- q – carga elementar do electrão;
- n – factor de idealidade do diodo (1 para um diodo ideal);
- k – constante de *Boltzmann*;
- T – temperatura;

As condições nominais de teste STC (*Standard Test Conditions*), normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, designadas condições de referência são:

Radiação incidente:	$H_r=1000 \text{ W/m}^2$
Temperatura:	$T=25 \text{ }^\circ\text{C}$
Massa de ar:	$AM=1.5$

A Figura 2.3 representa a característica I-V da célula fotovoltaica para as condições de referência.

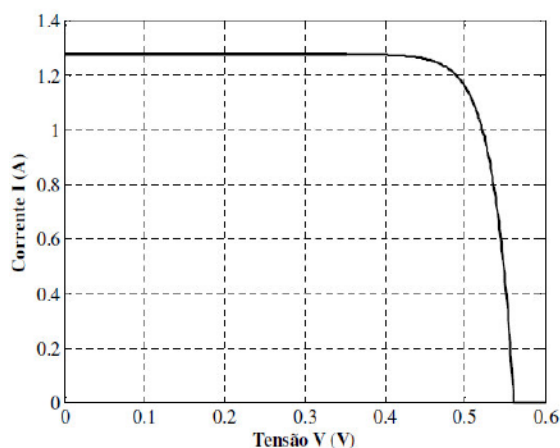


Figura 2.3 - Curva I-V de um célula fotovoltaica

A radiação incidente e a temperatura a que a célula fotovoltaica está sujeita influenciam a potência que a célula pode gerar.

Tal como se pode observar na Figura 2.4, a potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente. A corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente ao passo que o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da radiação.

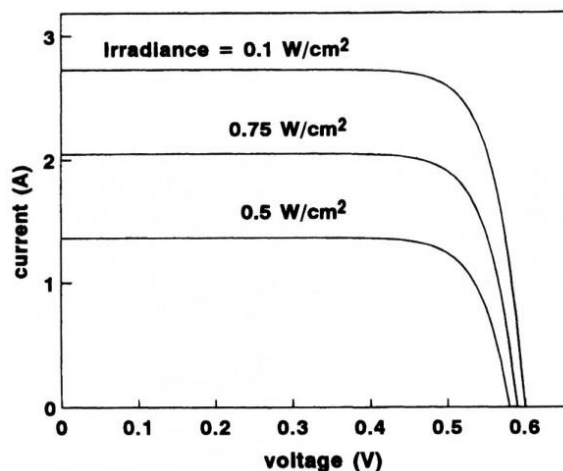


Figura 2.4 – Influência da radiação numa célula fotovoltaica [6]

Relativamente à temperatura, este é um parâmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é considerável. Além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia eléctrica, mas sim dissipada sob a forma de calor. Esta é a razão pela qual a temperatura da célula é sempre superior à temperatura ambiente.

A variação da temperatura faz com que os pontos de operação correspondentes à extracção de potência máxima variem. Analisando a Figura 2.5 verifica-se, que o valor da tensão em circuito aberto baixa com o aumento da temperatura, enquanto que o valor da corrente de curto-circuito pouco varia.

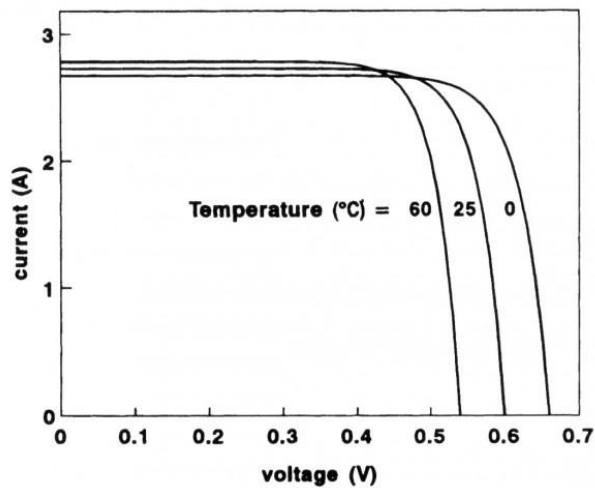


Figura 2.5 – Influência da temperatura numa célula fotovoltaica [6]

Um outro parâmetro das células fotovoltaicas é o factor de forma (FF). O factor de forma expressa a aproximação da curva I-V a um rectângulo. Quanto maior for a qualidade das células, mais próxima da forma rectangular será a curva I-V. O factor de forma é calculado através da seguinte expressão:

$$FF = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{cc} \times V_{oc}} \quad (2.5)$$

Onde:

- I_{mp} – Corrente fornecida no ponto de potência máxima (A)
- V_{mp} – Tensão no ponto de potência máxima (V)
- I_{cc} – Corrente de curto circuito (A)
- V_{oc} – Tensão em circuito aberto (V)

O FF tem um valor menor que a unidade, tipicamente entre 0.7 e 0.8 para células de silício.

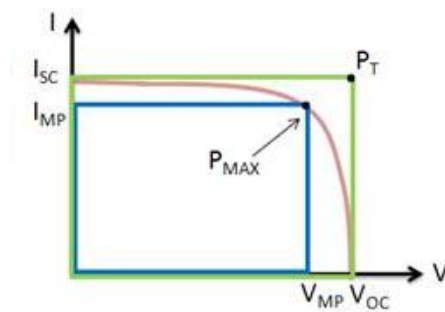


Figura 2.6 - Factor de forma de uma célula

Outro parâmetro de caracterização das células é o rendimento (η). O rendimento define-se como a relação entre o ponto de potência máxima de uma célula e a potência da radiação incidente sobre a célula, como mostra a equação seguinte:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \quad (2.6)$$

A – área da célula (m^2)

G – radiação solar incidente por área de superfície (W/m^2)

$P_{max} = I_{mp} \times V_{mp}$ (W)

2.3. MPPT

A potência máxima produzida pelo sistema fotovoltaico varia com as condições ambientais tais como a temperatura e a radiação, sendo naturalmente desejável o funcionamento sempre à máxima potência. De forma a colocar o módulo fotovoltaico no ponto de operação correspondente à potência máxima (MPP), os inversores fotovoltaicos são equipados com um sistema electrónico designado por seguidor de potência máxima (MPPT).

O MPPT consiste num conversor DC/DC que, de acordo com as condições ambientais de temperatura, radiação e condições impostas pela rede, ajusta a tensão de saída do painel de modo a que o seu ponto de tensão corresponda à máxima potência gerada.

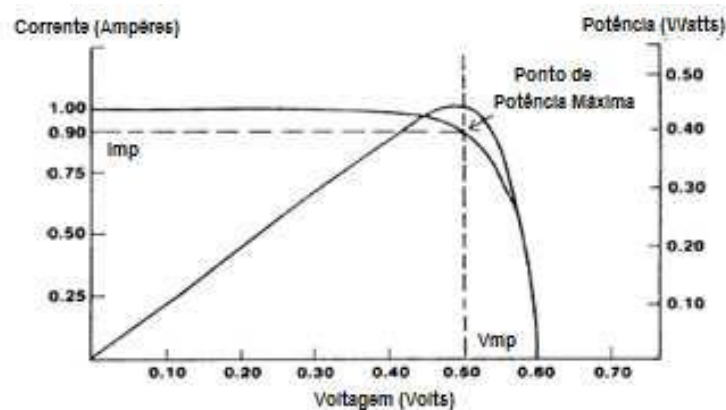


Figura 2.7 – Ponto de potência máxima de uma célula fotovoltaica

Um bom algoritmo de MPPT deve atender a alguns requisitos, tais como:

- Estabilidade;
- Rápida resposta dinâmica;
- Pequeno erro em regime permanente;
- Robustez a distúrbios;
- Eficiência em diferentes níveis de potência. [7]

2.3.1. Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento dos reguladores de MPPT baseiam-se na procura do máximo da curva P-V ou I-V.

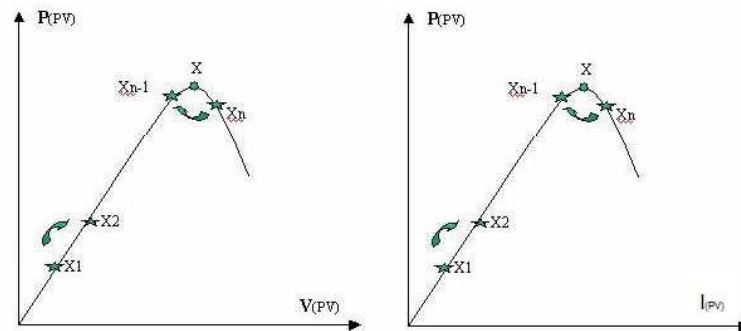


Figura 2.8 – Procura do ponto de potência máxima

A regulação MPPT trabalha a altas frequências entre 20 kHz e 50 kHz. A vantagem de se trabalhar com circuitos a alta frequência, é que estes podem ser construídos com conversores de muito bom rendimento e componentes de reduzido tamanho. [7]

Durante o processo de procura do ponto de máxima potência, há que considerar as seguintes limitações:

- A característica P-V do gerador pode apresentar mais do que um ponto de máximo. Tal facto ocorre quando existe uma associação de células em série e paralelo sob radiação não uniforme.
- Podem acontecer variações bruscas tanto a nível de radiação como de carga. Se o MPPT não apresentar uma boa dinâmica, pode perder a regulação. Enquanto o processo de regulação não é retomado, acontecem perdas de potência.

Existem diversas técnicas de MPPT, algumas já aplicadas a sistemas comerciais, como os métodos Perturbar e Observar (P&O – Perturb and Observe), de Condutância Incremental (IC – Incremental Conductance) e Tensão Constante (CV- Constant Voltage).

O método mais usado para o MPPT devido à sua fácil implementação é o método P&O. O seu funcionamento consiste em perturbar (aumentar ou diminuir) a tensão (ou corrente) de saída

do painel fotovoltaico. De seguida é calculada a potência de saída do painel, este valor é comparado com o valor da potência resultante da última perturbação. Se o valor da potência aumentar, o algoritmo move o ponto de MPP nesta direcção, sendo a próxima perturbação nesse sentido. Caso a potência seja inferior, a perturbação será feita no sentido inverso. [8]

2.4. Tecnologias das células fotovoltaicas

Actualmente são comercializados vários tipos de células fotovoltaicas, dependendo do material utilizado no seu fabrico podem ser classificadas como monocristalinas, policristalinas e amorfas. No entanto existem novas tecnologias em fase de desenvolvimento e comercialização. De seguida será feita uma breve descrição das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.

2.4.1. Células monocristalinas

Estas células possuem um rendimento eléctrico que ronda os 25 % em laboratório e cerca de 18% a 20% em produção industrial. As técnicas utilizadas para produção deste tipo de células são complexas e caras, devido à grande quantidade de energia consumida durante o seu fabrico, assim como a necessidade de utilizar-se materiais em estado muito puro, cerca de 98% e 99% o que reflecte-se no preço final elevado ao consumidor. [9]

A figura seguinte apresenta o aspecto visual de uma célula monocristalina.



Figura 2.9 – Célula monocristalina [10]

2.4.2. Células policristalinas

Estas células possuem um rendimento eléctrico de cerca de 15% a 18%. O processo de fabrico destas não é tão complexo como o das monocristalinas, em grande parte, devido ao facto de o silício utilizado nestas células conterem imperfeições, resultantes do seu processo de fabrico. O custo de produção é inferior ao das células monocristalinas, por necessitarem de menos energia durante o seu fabrico. São as células que apresentam uma melhor relação preço/rendimento sendo por isso bastante utilizadas. [11]

A Figura 2.10 representa o aspecto visual de uma célula policristalina.



Figura 2.10 –Célula policristalina [10]

2.4.3. Células amorfas

As células amorfas são compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é deposta uma camada fina de silício. O rendimento deste tipo de células (6 a 9%) é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a energia produzida é aceitável.

Apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas. [12]

Na figura seguinte podemos observar o aspecto de uma célula amorfa.



Figura 2.11 – Célula amorfa [13]

2.4.4. Células de película fina

As células de película fina tais como CIS (*Copper Indium Selenium*), CdTe (*Cadmium Telluride*) e CiGs (*Copper Indium Gallium Selenide*) estão actualmente a ser introduzidas para comercialização, apresentando-se ainda em fase de desenvolvimento. Apesar de possuírem baixas eficiências, as células de película fina apresentam-se como uma alternativa promissora ao silício, por serem muito mais resistentes aos efeitos de sombreamento e a temperaturas elevadas. Estas apresentam os custos de produção mais baixos de todos.

Os painéis solares de CIS apresentam, como o a-Si (silício amorfo) e o CdTe, uma agradável aparência estética. Deste modo encontram aplicações arquitectónicas diversas, devido às vantagens de utilizarem tecnologias de película fina e permitirem a passagem parcial de luz [12].

O aspecto visual deste tipo de células está representado na figura seguinte.



Figura 2.12 – Módulo com tecnologia de filme fino [14]

A procura dos limites da eficiência de conversão foi uma obsessão científica e tecnológica até meados dos anos noventa. Atingiram-se eficiências de 25% para o silício cristalino, e a melhor célula feita até hoje, construída como uma cascata de diferentes semicondutores, ou “tandem”, ultrapassou 34%. [15] Mas o que é realmente importante não é a eficiência em si, mas o custo da energia produzida, o que é muito diferente.

Cinquenta anos depois, em 2004, foram introduzidos cerca de mil milhões de células com eficiências da ordem dos 16%, ultrapassando pela primeira vez a barreira de 1 GW de potência eléctrica anual instalada. [4]

No gráfico seguinte, podemos ainda observar a evolução em termos de eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.

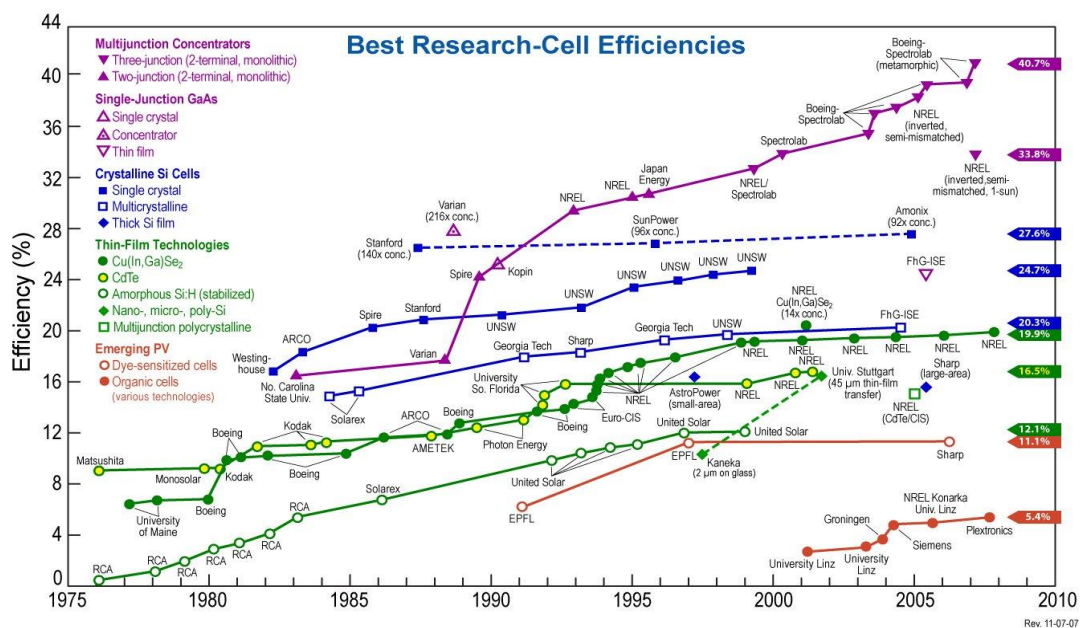


Figura 2.13- Eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [16]

2.5. Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é composto por várias células. A célula é o elemento mais pequeno do sistema fotovoltaico produzindo tipicamente potências eléctricas na ordem de 4 Wp (correspondentes a uma tensão de 0.5 V e uma corrente de 8 A).

Para se obter maiores potências, as células são ligadas em série e/ou paralelo, formando módulos, com potências que podem ir normalmente dos 50 Wp aos 250 Wp.

2.5.1. Constituição

As células fotovoltaicas, após serem soldadas, são encapsuladas com a finalidade de isolá-las e protegê-las das intempéries, assim como para assegurar uma maior rigidez ao módulo. O módulo fotovoltaico é constituído pelas seguintes camadas, como mostra a Figura 2.14:

- Vidro de alta transparência e temperado
- Filme de acetato de etil vinila (EVA)
- Células
- EVA
- Filme de fluoreto de polivinila (*Tedlar*) ou vidro

A seguir, é colocado o caixilho de alumínio, para fechar, proteger e facilitar a instalação.

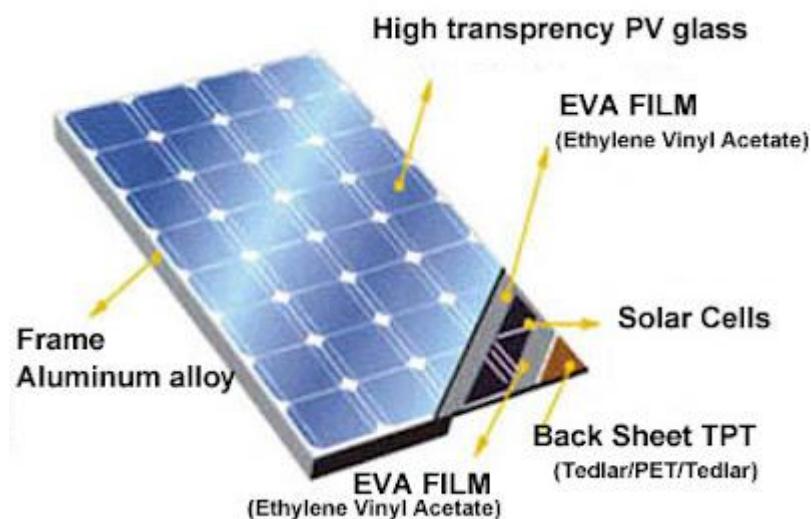


Figura 2.14 - Diferentes camadas na construção de um módulo fotovoltaico

Uma célula que esteja sombreada, pode funcionar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por consequência, provoca um aquecimento que pode provocar danos à célula. Este fenómeno é conhecido por *hot-spot heating* (pontos quentes). Para evitar esta situação são conectados em antiparalelo com as células do módulo um diodo conhecido como diodo de *bypass* (derivação). No funcionamento normal da célula o diodo encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente eléctrica. No entanto quando uma célula estiver sombreada, o mesmo encontra-se directamente polarizado permitindo assim a passagem de corrente. Neste caso, a célula sombreada não gera corrente eléctrica, mas também não se comporta como carga para as demais células do módulo. Na prática, os díodos de *bypass* não estão conectados em antiparalelo por cada célula mas sim por grupos de células. Por exemplo, um módulo de 60 células, utiliza um diodo de *bypass* por cada série de 20 células [17].

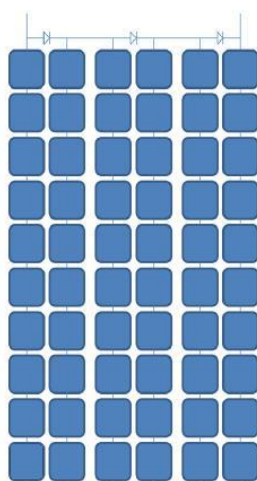


Figura 2.15 - Esquema de ligação dos díodos de *bypass* em um módulo de 60 células

A ligação dos díodos de *bypass* às células do módulo é realizada na denominada caixa de junção.

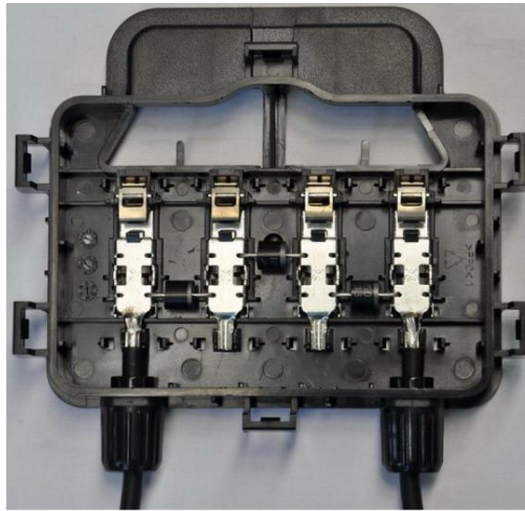


Figura 2.16- Caixa de junção com três díodos de *bypass*

Da caixa de junção do módulo saem os terminais positivo e negativo da tensão DC. Actualmente existem já algumas empresas a incorporarem outros componentes electrónicos no interior da caixa de junção com o objectivo de permitirem funcionalidades ao nível da monitorização, protecção e segurança do módulo fotovoltaico.

2.5.2. Ligação

De acordo com a potência do sistema pretendida podem ser utilizadas duas configurações de ligação dos módulos:

Ligação em série (*strings*)

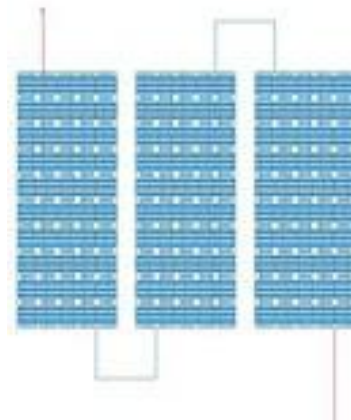


Figura 2.17 – Módulos ligados em série

Os módulos são ligados em série com a finalidade de produzirem a tensão de funcionamento pretendida. A tensão é a soma directa das tensões dos módulos ligados. A corrente é igual em todos os módulos.

Ligação em paralelo de 4 módulos ligados em série

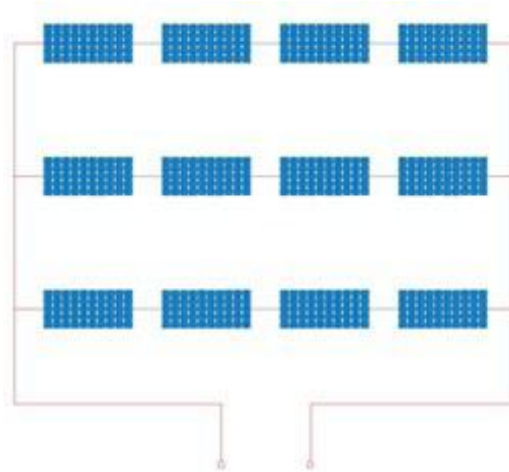


Figura 2.18 Módulos ligados em paralelo

Este caso é usado com o objectivo de aumentar a corrente de saída, sendo a soma directa das correntes produzida por cada *string*. No caso da tensão podemos observar que é equivalente em todas as *strings*.

Combinando os dois casos, podemos obter diversas tensões e correntes variando o número de módulos em cada ligação de acordo com a potência que se pretende obter.

2.5.3. Efeito de sombreamento (perdas de potência)

Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas de associação, *mismatch loss*. Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças eléctricas entre os módulos e possíveis sombreamentos. A possibilidade de degradação dos módulos que compõem a instalação pode aumentar significativamente, dependendo do tipo de ligações existentes, com o sombreamento de apenas uma célula de um módulo, fazendo com que a corrente do sistema diminua e consequentemente a potência do mesmo. Em casos extremos, toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida pelo simples facto de se ter uma célula com defeito ou sombreada [17].

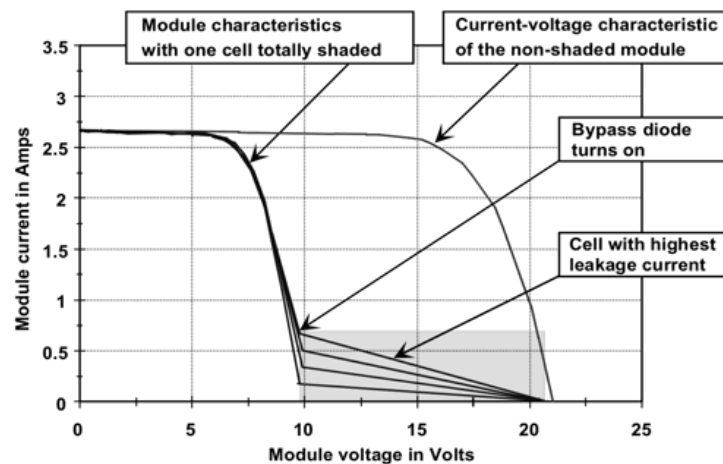


Figura 2.19 – Efeito do sombreamento de uma célula na curva I-V do módulo

Num sistema com vários módulos ligados série, o efeito de sombreamento num dos módulos, leva ao aparecimento de vários máximos locais na curva P-V. Neste caso, o algoritmo de MPPT do inversor pode não estar a operar no seu ponto de máxima potência.

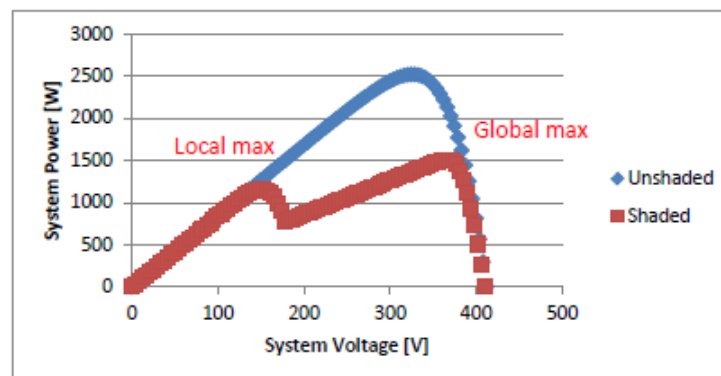


Figura 2.20 – Efeito do sombreamento na curva P-V de uma string de módulos

No caso observado na figura anterior verifica-se o aparecimento de dois máximos numa situação de sombreamento. Dependendo da rapidez do algoritmo de MPPT, este pode não estar a realizar o seguimento de potência correcto tomando como máximo de potência global o máximo local assinalado na figura.

2.6. Sistemas fotovoltaicos

Usualmente existem três tipos de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados, sistemas ligados à rede eléctrica e sistemas híbridos. Sistemas isolados são os também denominados sistemas *off-grid*, ou seja que não se encontram ligados à rede eléctrica. Sistemas ligados à rede são os sistemas que operam em paralelo com a rede eléctrica. Por fim, sistemas híbridos são sistemas que tanto podem operar sem ligação à rede eléctrica como podem funcionar em conjunto com esta. No âmbito deste trabalho interessam principalmente os sistemas fotovoltaicos ligados à rede eléctrica.

A topologia de cada sistema é determinada essencialmente pelo tipo do inversor utilizado.

2.6.1. Inversor central

Inicialmente a conversão da energia DC proveniente dos módulos fotovoltaicos em energia AC entregue á rede eléctrica utilizava inversores centralizados como exemplifica a figura seguinte.

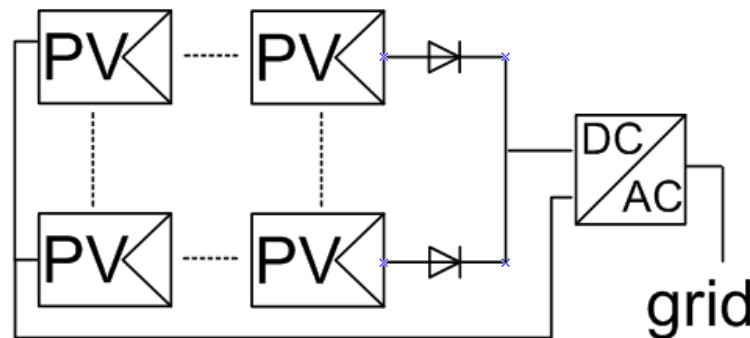


Figura 2.21 – Inversor central

Neste tipo de configuração os módulos são conectados em série até atingirem uma tensão suficientemente elevada para evitar o uso de um andar de amplificação no inversor. De seguida todas as strings são ligadas em paralelo para fornecer uma grande potência na saída. Apesar de os inversores centrais oferecerem uma alta eficiência e um baixo custo por watt a sua utilização é restrita a módulos com iguais características eléctricas e sujeitos a condições de sombreamento semelhantes. Pelo facto do sistema não ter capacidade de diferenciar os pontos de potência máxima das várias *strings* de módulos, a eficiência do sistema é reduzida. Por outro lado a fiabilidade do sistema fotovoltaico está limitada pelo facto de este depender de um só inversor e em caso de falhas do mesmo toda a instalação está comprometida [18].

2.6.2. Inversor de string

De forma a contornar o problema do MPPT ao nível das *strings*, temos os chamados inversores de *string*, como mostra a Figura 2.22.

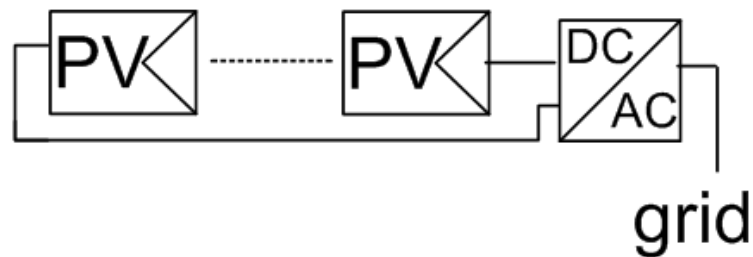


Figura 2.22 – Inversor de *string*

Neste tipo de configuração cada *string* de módulos fotovoltaicos encontra-se ligado a um inversor. Deste modo, o inversor permite a adaptação da *string* ao seu ponto de potência máximo. Ainda assim o sistema tem o seu desempenho degradado no caso de sombreamento em um ou mais módulos dessa *string*.

2.6.3. Inversor *Multi-String*

Uma variante deste tipo de configuração é a utilização de inversores *multi-string*. Neste caso, como se pode observar na Figura 2.23, o inversor permite a ligação de várias *strings* de módulos nas suas entradas.

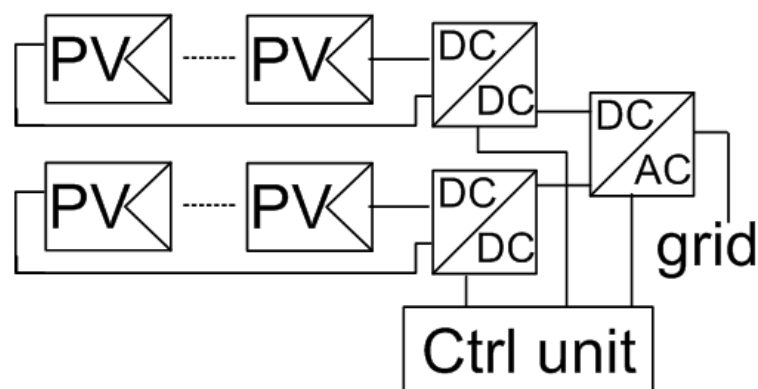


Figura 2.23 – Inversor *multi-string*

Este tipo de configuração permite realizar o MPPT independente por cada *string* de módulos conectada ao inversor o que facilita a instalação com diferentes orientações e inclinações.

2.6.4. Micro Inversores

A mais recente forma de realizar a conversão da DC em AC é recorrendo á utilização de micro inversores.

Neste tipo de configuração cada micro inversor está conectado individualmente a cada módulo fotovoltaico como se pode observar na Figura 2.24.

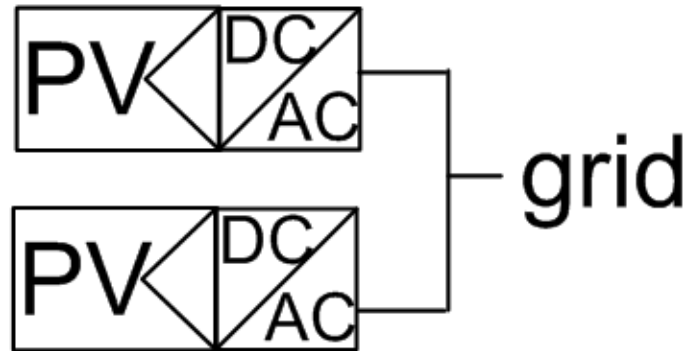


Figura 2.24 - Micro inversor

Neste caso o MPPT pode ser realizado ao nível do módulo, maximizando assim a eficiência global do sistema.

Este tipo de tecnologia será apresentado com maior detalhe nos capítulos seguintes.

2.7. Avaliação de sistemas fotovoltaicos

A avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico é realizada através da medida da sua *Performance Ratio* (PR).

Mais concretamente, a PR designa a relação entre a produção energética real e teórica. Esta é amplamente independente do alinhamento de um sistema fotovoltaico e da radiação num sistema fotovoltaico. Desta forma, pode-se com a ajuda da PR comparar sistemas fotovoltaicos ligados à rede em locais diferentes do globo terrestre ou no mesmo local com diferentes potências de pico instaladas.

A *Performance Ratio* é uma medida, independente da localização, para a qualidade de um sistema fotovoltaico e é por isso frequentemente designada como factor de qualidade. A PR é fornecida em percentagem e designa a relação entre o rendimento real e o rendimento esperado do sistema fotovoltaico. Assim é-lhe fornecida qual a proporção de energia disponível após dedução das perdas de energia e do consumo interno para o funcionamento real para a alimentação. [19]

Quanto mais próximo dos 100 % estiver o valor da PR estipulado para um sistema fotovoltaico, mais eficaz é esse sistema fotovoltaico. Um valor de 100 % não é contudo atingível na realidade, pois durante a operação do sistema fotovoltaico também ocorrem sempre perdas inevitáveis (por exemplo, perdas térmicas devido ao aquecimento do módulo fotovoltaico). Sistemas fotovoltaicos eficientes atingem contudo uma *Performance Ratio* superior a 80 %. [19]

Para se poder calcular a PR de um sistema fotovoltaico são necessárias diferentes medidas. Em primeiro lugar estão os valores da radiação solar para a localização do sistema fotovoltaico. É necessário ainda registar os valores diários de produção energética do sistema fotovoltaico. O período de análise ideal para o cálculo da *Performance Ratio* é de um ano. Pode-se contudo seleccionar intervalos de tempo mais pequenos. De qualquer forma deve-se seleccionar sempre um período mínimo de um mês.

Deste modo para a avaliação da *Performance Ratio* de um sistema fotovoltaico com uma dada potência de pico instalada é necessário ter em conta os seguintes índices de desempenho:

Y_F : índice de energia final, número equivalente de horas, num dado período, que um sistema fotovoltaico funcionou à potência nominal de pico, dado pela razão entre a energia útil, neste caso a entregue à rede, e a potência de pico instalada,

$$Y_F = \frac{E_{ac}}{P_{wp}} \quad (2.7)$$

numericamente igual à energia ac entregue à rede em (kWh/kW). [20]

Y_R : índice de referência, número equivalente de horas num dado período em que um sistema fotovoltaico recebeu a radiação de referência, dado pela razão entre a radiação solar incidente no plano do sistema e a radiação de referência,

$$Y_R = \frac{H_i}{G_{i\,ref}} \quad (2.8)$$

Numericamente igual à radiação solar incidente em (kWh.m⁻²), uma vez que, $G_{i\,ref} = 1000 \text{ W.m}^{-2}$. [20]

PR: Taxa de desempenho, *Performance Ratio*, dada pela razão,

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.9)$$

Este índice permite comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos de diferentes potências, tecnologias, configurações instaladas e em diferentes locais de instalação. [20]

2.7.1. Factores que influenciam a Performance Ratio

A *Performance Ratio* é uma unidade de definição clara, que pode pressupor, através da influência de determinados factores, valores até mesmo superiores a 100 %. A razão para isso é a utilização de características de potência durante o cálculo da *Performance Ratio* para o módulo fotovoltaico, que foram testadas sob condições de teste padrão (1000 W/m² radiação e 25 °C de temperatura de módulo). Condições divergentes na operação real influenciam por isso a PR. [19]

Os factores seguintes podem ter influência sobre o valor da PR:

- Factores ambientais
 - Temperatura dos módulos fotovoltaicos
 - Radiação solar e perdas
 - Existência de sombra ou sujidade do aparelho de medição
 - Existência de sombra ou sujidade do módulo fotovoltaico
- Outros factores
 - Intervalo de tempo determinado
 - Perdas da linha
 - Grau de rendimento do módulo fotovoltaico
 - Grau de rendimento do inversor
 - Diversas tecnologias de células solares do aparelho de medição e do módulo fotovoltaico
 - Alinhamento do aparelho de medição

Capítulo 3

Micro Inversores

3.1. História

O conceito de micro inversor, existe já desde há muito no sector fotovoltaico. No entanto devido aos elevados custos de produção que apresentavam nunca foram vistos como uma alternativa viável aos inversores de *string* convencionais.

Em 1991, a empresa norte americana Ascencion Technology começou por desenvolver aquele que foi o primeiro módulo com saída AC.

Em 1993, a empresa Mastervolt introduziu no mercado aquele que foi o primeiro micro inversor para ligação á rede eléctrica, com o nome de Sunmaster 130S. Em 2000 o Sunmaster foi substituído pelo modelo Soladin 120, modelo esse que permite que a conexão à rede fosse feita directamente na tomada de uma parede.

Em 1995, a empresa OKE-Services projectou um inversor de alta frequência com uma significativa melhoria na sua eficiência. O modelo OK4-100 começou a ser comercializado ainda em 1995.



Figura 3.1 – Micro inversor OK4-100 da empresa OKE Services

Apesar do seu começo promissor, em 2003, grande parte destes projectos tinham terminado. Muitas destas empresas foram vendidas ou mudaram as suas áreas de negócio. De referir por exemplo a OKE, que foi recentemente adquirida pela SMA Solar Technology AG, maior fabricante mundial de inversores para energia solar [21].

No entanto em 2008 surge o aparecimento da norte americana Enphase que conseguiu introduzir no mercado a primeira versão de sucesso de um micro inversor. Entre 2008 e 2011 a Enphase conseguiu vender cerca de um milhão de unidades, preferencialmente para o mercado residencial norte americano [22].

Desde 2009, têm aparecido diversas empresas na Europa e China principalmente, que produzem micro inversores. Sendo esta uma das tecnologias com maior desenvolvimento no sector fotovoltaico nos últimos anos.

3.2. Arquitectura

Actualmente a maioria das instalações fotovoltaicas utilizam inversores por string ou centrais. Assim sendo, os painéis são ligados em série, criando um *array* fotovoltaico, que é posteriormente ligado a um inversor central ou de string. Estas configurações têm algumas desvantagens das quais se destacam as seguintes:

- Produção de energia não óptima
Sempre que a performance do painel fotovoltaico (incluído num *array*) esteja abaixo do esperado, toda a performance do array fotovoltaico é comprometida. Isto é, o módulo fotovoltaico com o pior desempenho prejudica a performance de todo o sistema. A performance dos módulos fotovoltaicos quer individualmente, quer em grupo, são afectados por um grande número de factores como é o caso do sombreamento causado por nuvens, árvores, chaminés ou outras estruturas, por acumulação de lixos, poeiras ou outros detritos na superfície dos módulos. Outra questão é o MPPT que nos inversores por *string* ou centrais apenas é possível fazer por *array* e não por módulo, não sendo por isso possível retirar o máximo de energia produzida.
- Capacidade de monitorização limitada
Os inversores centrais ou por string apenas têm capacidade de monitorizar o sistema completo ou a *string* e não têm capacidade de fazer a monitorização por módulo fotovoltaico. Assim sendo, a análise da performance do sistema é mais reduzida e torna-se bastante difícil detectar a fonte do problema. [23]

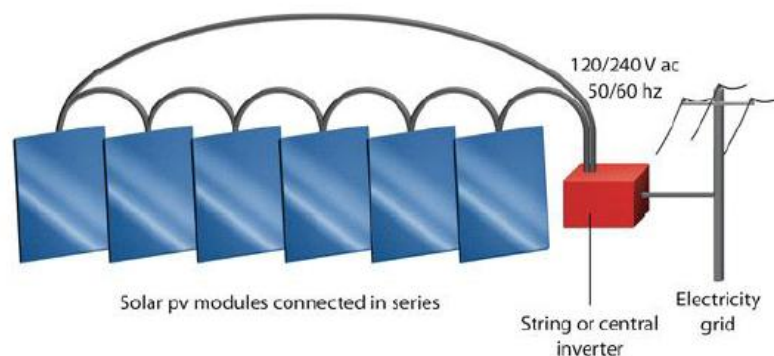


Figura 3.2 – Módulos conectados em série a um inversor central ou de *string* [23]

Como vimos, os micro inversores são instalados um por cada módulo e permitem aumentar a eficiência do sistema. Destacam-se as seguintes vantagens na utilização de micro inversores:

- Produção de energia óptima

É possível maximizar a produção por módulo fotovoltaico devido ao MPPT ao nível do módulo. A degradação do desempenho de um painel fotovoltaico devido a sombreamentos, sujidades ou outros factores, não interfere no desempenho dos outros módulos, tendo um impacto mínimo no sistema fotovoltaico.

- Capacidade de monitorização alargada

Os micro inversores oferecem aos utilizadores informações detalhadas de cada módulo em tempo real, assegurando a optimização do sistema fotovoltaico [23]. Será por exemplo, facilmente detectado um módulo com problemas. Este pode ainda ser substituído sem causar transtorno de maior nos restantes módulos existentes.

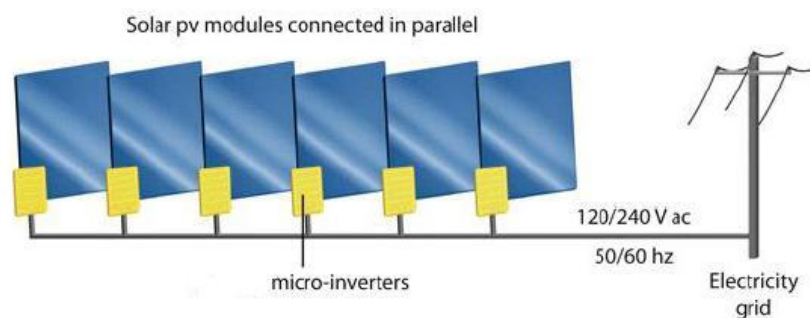


Figura 3.3 – Módulos conectados individualmente a um micro inversor [23]

3.2.1. Arquitectura interna

Nesta secção será feita uma descrição da arquitectura interna de um micro inversor. Inicialmente será apresentada uma descrição geral de um micro inversor sendo de seguida a apresentados alguns detalhes da arquitectura do micro inversor projectado pela empresa Enecsys.

Na Figura 3.4 está representado o diagrama de blocos de um micro inversor.

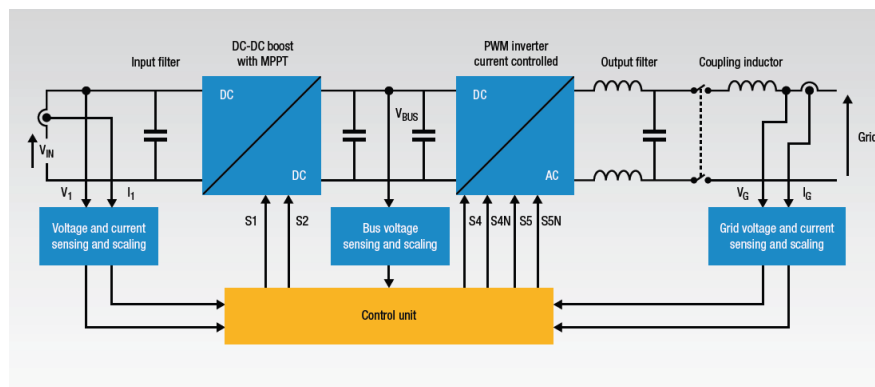


Figura 3.4 Diagrama de blocos micro inversor [24]

O *design* do micro inversor proposto pela ST Microelectronics [24] apresenta dois andares. No primeiro andar é aplicado um algoritmo de MPPT ao mesmo tempo que é feita uma elevação da tensão proveniente do painel fotovoltaico. No segundo andar é realizada a conversão da energia DC em AC. Todo o processo de controlo do sistema é implementado por uma unidade de controlo com recurso de um microcontrolador. O algoritmo de MPPT implementado neste micro inversor é o método P&O (Perturbar e Observar).

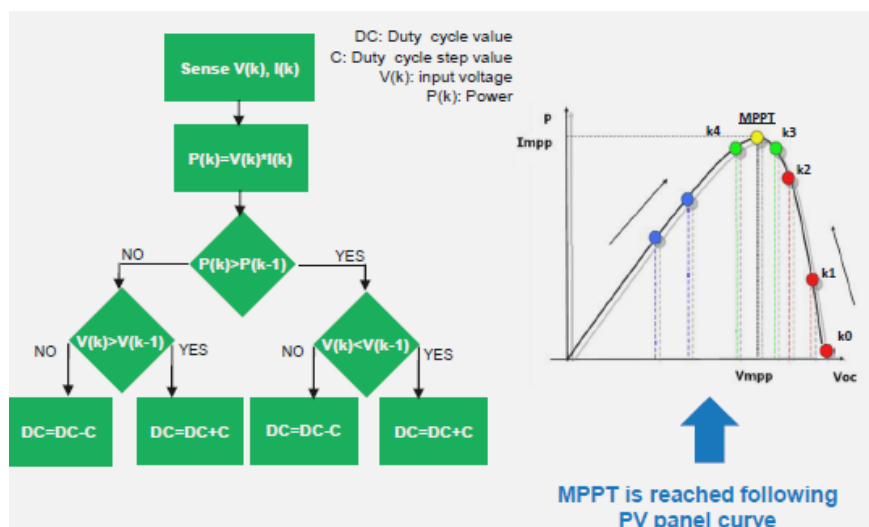


Figura 3.5 – Algoritmo MPPT no micro inversor da ST Microelectronics [24]

O algoritmo de controlo dos micro inversores comercializados mundialmente contemplam vários tipos de protecções de segurança. Entre elas destacam-se as protecções contra sobretensões e subtensões, protecção contra alterações na frequência da rede assim como protecção *anti-islanding*. A protecção *anti-islanding* consiste em desligar o micro inversor em caso de falha da rede, ou seja, o micro inversor apenas funciona com sincronismo da rede. Esta funcionalidade é de extrema importância pois evita que esteja a ser injectada energia na rede quando esta por algum motivo (por exemplo manutenção) seja propositadamente desligada.

3.2.2. Arquitectura dos micro inversores da Enecsys

A arquitectura do micro inversor proposto pela empresa Enecsys foi desenvolvida com o objectivo de evitar componentes responsáveis por grande parte das falhas ao nível de *hardware* nos inversores convencionais. Deste modo, existem dois componentes a evitar num micro inversor: condensadores electrolíticos e acopladores ópticos. Os condensadores electrolíticos são utilizados como *buffer* da tensão DC na entrada do micro inversor.

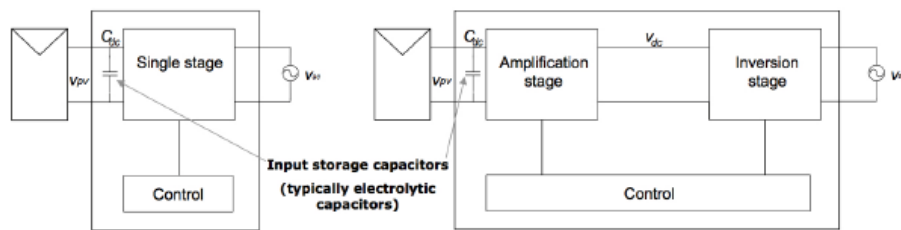


Figura 3.6 Inversores com um design convencional necessita de condensadores electrolíticos com “reservatórios de energia”. [25]

Um condensador electrolítico para aplicações industriais tem um tempo de vida de cerca de 70000 horas, o que se encontra ainda bastante longe dos requisitos de um micro inversor. O design do inversor criado pela empresa Enecsys utiliza uma arquitectura de dois andares, no entanto os condensadores para armazenamento da energia encontram-se localizados entre o primeiro e o segundo andar de conversão. Directamente conectado ao módulo está assim um andar de amplificação da tensão (conversor DC-DC de alta frequência) que eleva a tensão DC para um nível mais elevado, um valor médio de cerca de 405 V. [25]

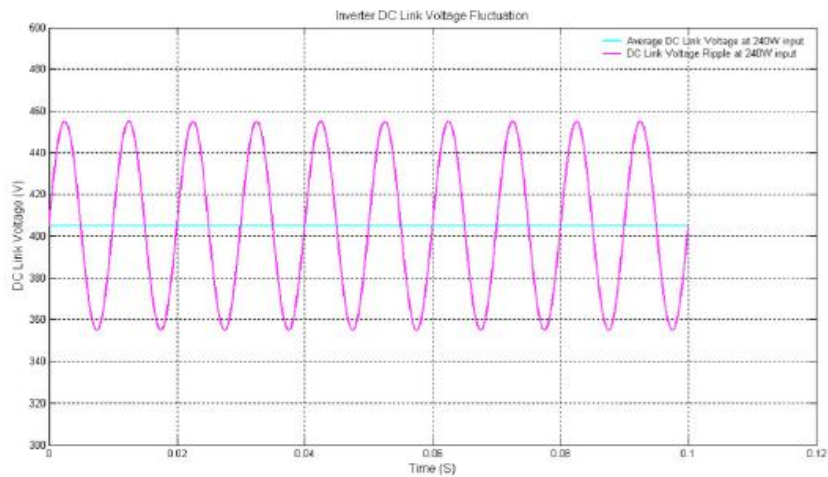


Figura 3.7 Elevação da tensão no primeiro andar de entrada [25]

Com a introdução de uma tensão DC de alta frequência, com cerca de duas vezes a frequência da rede, reduz-se o valor do condensador necessário para armazenar essa energia. De

seguida, este condensador “alimenta” o segundo andar de conversão, ao qual a Enecsys chama Buck-CSI.

Através desta arquitectura, consegue-se diminuir o valor da capacidade do condensador de duas formas diferentes:

- Primeiro, explora a relação fundamental de que a energia armazenada é proporcional ao quadrado da tensão ($E = CV^2 / 2$). Uma tensão DC superior, à saída do andar de amplificação significa que necessitamos de um condensador menor para a mesma energia disponível.
- O design do conversor Buck-CSI foi projectado de forma a ser tolerante a grandes variações de tensão (*ripple*) na sua entrada. O conversor permite tolerar até 120 V na sua entrada. [25]

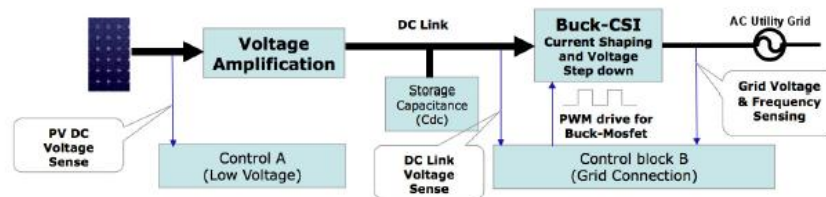


Figura 3.8 Arquitectura do micro inversor da fabricante Enecsys [25]

Como resultado desta arquitectura, para um micro inversor de tensão nominal de saída de 240 W, o condensador com maior capacidade tem apenas 30 μF . Deste modo é possível obter no mercado condensadores de reduzidas dimensões. A empresa Enecsys utiliza nos seus micro inversores condensadores de tecnologia *thin film* da marca EPCOS. Na figura seguinte podemos observar uma foto da placa de circuito do micro inversor da Enecsys. A azul encontram-se os condensadores utilizados.

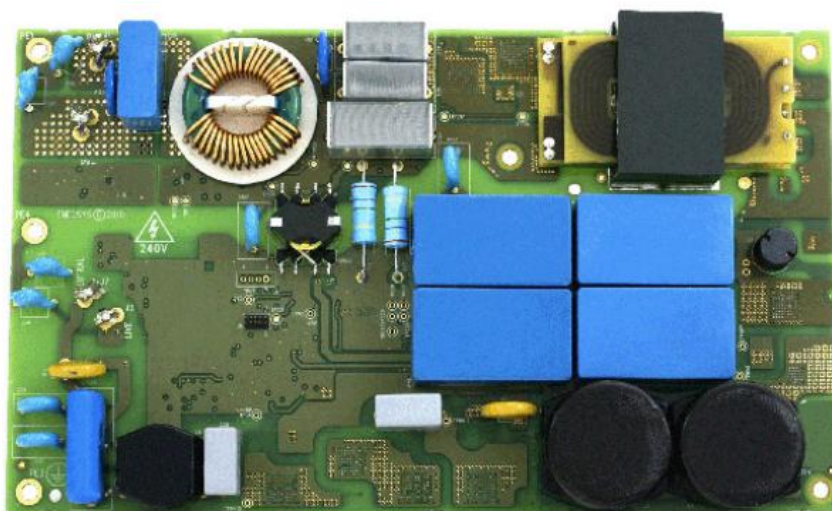


Figura 3.9 Placa electrónica presente nos microinversores da Enecsys [25]

O outro componente problemático na implementação do micro inversor, como referido anteriormente são os acopladores ópticos. Os acopladores ópticos são usados para fornecer um sinal de realimentação de forma a controlar/estabilizar o funcionamento do sistema. No entanto estes sofrem de uma grande degradação com a idade. Como exemplo temos o parâmetro conhecido como relação de transferência que diminui com o tempo de vida do acoplador. Esta perda de performance dos acopladores irá afectar severamente o controlo do sistema.

No design implementado pela Enecsys, o andar de amplificação fornece isolamento galvânico, mas opera com um algoritmo de controlo estável, tomando como referência apenas a tensão de entrada. Não necessita assim de um sinal de realimentação para assegurar a estabilidade global de operação do inversor. Visto que o segundo andar de conversão (Buck-CSI) permite grandes variações de tensão não necessita assim de gerar um sinal de realimentação para controlo. Deste modo é evitado o uso de acopladores ópticos. [25]

3.3. O mercado dos micro inversores

Os inversores representam cerca de 8% do custo de uma instalação fotovoltaica, sendo uma parte significativa do custo total. [26]

Os principais fornecedores de inversores têm vindo a desenvolver os seus produtos com eficiências cada vez maiores. No entanto os inversores mostram-se como sendo um dos elementos menos fiáveis numa instalação fotovoltaica. Um inversor convencional tem um tempo de vida médio de cerca de 5 anos [27]. De acordo com a GTM Research o investimento em micro inversores levou ao aparecimento das empresas referidas na tabela 1.

MICROINVERTERS	DC-TO-DC ARCHITECTURES	OTHER BOP STARTUPS
Accurate Solar	Accurate Solar	Annexus
Azuray	MPPC	Act Solar (acquired by NSC)
Direct Grid	NSC Solar Magic	Array Converter
Enecsys	eIQ Energy (fka Sympagis)	EOS
Enphase Energy	SolarEdge	eWatz
GreenRay Solar	S.E.T.	GenDrive
Larankelo	Tigo Energy	NavSemi
OKE (acquired by SMA)		Phobos
Petra Solar		Helios Power Solutions
SolarBridge		

Tabela 1 - Principais empresas fabricantes de micro inversores e optimizadores DC-DC [26]

De acordo com o mesmo estudo realizado pela empresa de consultadoria os micro inversores apresentam as seguintes vantagens:

- Desnecessária a utilização de cabos DC e tensões DC elevadas
- Capacidade de monitorização ao nível do módulo e consequentemente de todo o sistema fotovoltaico
- Em caso de falha de um micro inversor, restante sistema continua em funcionamento
- Facilidade de instalação por parte do cliente final do sistema
- Redução nos custos de instalação

Os micro inversores apresentam ainda uma outra vantagem, que reside no facto de grande parte dos fabricantes providenciarem garantias, que variam entre os 15 e os 25 anos. Isto possibilita igualar as garantias de funcionamento dos módulos fotovoltaicos fornecidas pelos principais fabricantes.

No entanto os micro inversores actualmente apresentam ainda uma grande desvantagem: o seu custo por Watt em comparação com os inversores convencionais de string ou centrais. Uma outra desvantagem, é o facto de esta ser uma tecnologia relativamente recente, pelo que ainda não tem provas confirmadas ao longo dos últimos anos. É observado com alguma desconfiança o facto dos micro inversores puderem ter um tempo de vida de cerca de 25 anos.

Outra desvantagem deste tipo de tecnologia é o facto de existirem poucos estudos acerca da performance dos micro inversores em relação aos inversores convencionais. Alguns deles são disponibilizados pelas próprias empresas que fabricam os micro inversores.

Foi realizada uma análise *SWOT* de acordo com as informações recolhidas em vários estudos realizados até ao momento. Na tabela seguinte está representada essa análise

<p>Strengths</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumento da energia produzida • Menores custos de instalação • Monitorização e conversão de energia ao nível do módulo • Durabilidade (garantia de 15 a 25 anos) • Modularidade do sistema • Segurança (ausência de tensões DC elevadas) 	<p>Weaknesses</p> <ul style="list-style-type: none"> • Custos superiores • Menor eficiência em relação aos inversores de string • Preocupações em relação às garantias dadas • Tecnologia relativamente recente • Não viável para instalações a larga escala
<p>Opportunities</p> <ul style="list-style-type: none"> • Previsto elevado crescimento nos próximos anos • Tecnologia em evolução (importante adquirir <i>Know-How</i> de forma a encontrar as melhores soluções) • Tendência para adopção dos chamados <i>AC modules</i> • Permitir o acesso a maior parte da população á energia fotovoltaica 	<p>Threats</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desconfiança da performance dos micro inversores • Optimizadores DC-DC podem ser uma alternativa ao uso dos micros inversores • Estagnação do mercado dos micro inversores e da energia fotovoltaica

Tabela 2 – Análise SWOT dos micro inversores

De acordo com pesquisas efectuadas foi elaborado um levantamento dos principais fabricantes que comercializam micro inversores. Na Figura 3.10 estão representados os logótipos das principais marcas.



Figura 3.10 – Logótipos de fabricantes de micro inversores

Existem ainda outras empresas que fabricam micro inversores. Não foram mencionadas visto não terem uma actuação relevante no mercado e não terem nada de inovador que as distinga destas empresas. Das empresas referidas nesta lista nem todas têm micro inversores que possam ser utilizados em qualquer rede eléctrica. Muitas delas são norte americanas, e possuem apenas micro inversores para a rede eléctrica desse país.

3.4. Produtos com micro inversor

Foi realizado um levantamento dos principais produtos comercializados com recurso à utilização de micro inversores.

Nas figuras seguintes estão representados os vários produtos já em comercialização.

SolarBridge [28]

- SolarBridge AC Module



Figura 3.11 – Imagem do micro inversor incorporado na parte traseira do módulo fotovoltaico

SunPower [29]

- Sunpower E18/225 AC Solar Panel
- Sunpower E19/240 AC Solar Panel



Figura 3.12 – Módulo da SunPower com micro inversor na parte traseira

GreenRay [30]

- SunSine 200 AC Module



Figura 3.13 – Modelo SunSine AC da GreenRay

PetraSolar [31]

- SunWave AC Module



Figura 3.14 – Módulo com micro inversor da Petra Solar

AUO- Benq Solar [32]

- AC Unison PM250MA0 / PM240PA0



Figura 3.15 – Modelo do modulo com micro inversor da AUO-Benq Solar

Todos os produtos apresentados têm em comum o facto de o micro inversor estar acoplado ao módulo, não evitando assim o uso da caixa de junção do módulo. Os micro inversores necessitam assim de ser conectados ao cabos de saída da caixa de junção. No entanto estão a

começar a surgir soluções que evitam o uso de caixa de junção, ou seja, o micro inversor é integrado no interior da caixa de junção. De seguida são apresentadas as empresas que estão a iniciar a comercialização deste tipo de produto no mercado.

Upsolar [33]

- ACE Module

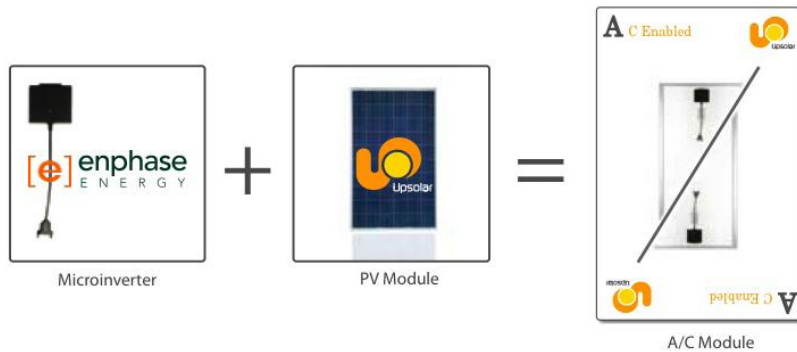


Figura 3.16 – Módulo da Upsolar com um micro inversor da Enphase incorporado na caixa de junção

Canadian Solar [34]

- Intelligrated Power AC



Figura 3.17 – Modelo do modulo AC da Canadian Solar

Os módulos fotovoltaicos que apresentam esta solução são denominados de *AC Modules*. Isto porque ao contrário dos módulos convencionais em que a tensão de saída é DC estes apresentam como tensão de saída uma onda AC.

Capítulo 4

Projecto e implementação de uma instalação piloto

Após verificação das soluções existentes no mercado com recurso a micro inversores e da pesquisa dos principais fabricantes de micro inversores foram seleccionados três modelos de três fabricantes diferentes para serem submetidos a testes experimentais. A selecção feita baseia-se em primeiro lugar na existência de modelos compatíveis com a rede eléctrica nacional (230V@50Hz). Tendo em conta a garantia dada para os micro inversores visto esta variar entre 15 e 25 anos consoante os fabricantes. Ocorreram também algumas restrições na disponibilização dos micro inversores, por parte de algumas marcas, visto não serem comercializados para Portugal.

Paralelamente a serem estabelecidos os primeiros contactos com as empresas seleccionadas, foi sendo projectada uma instalação fotovoltaica de forma a avaliar a performance dos diferentes micro inversores. No projecto de instalação foi incluído um sistema fotovoltaico com inversor de *string*, para ser possível a comparação entre estes dois tipos de tecnologias.

O local de instalação dos vários inversores foi no campus da empresa Martifer Solar, situada na zona industrial de Oliveira de Frades. Na figura seguinte encontra-se uma foto do local da instalação



Figura 4.1 - Local de instalação dos sistemas fotovoltaicos

Esta instalação contempla também módulos para outros estudos que serão realizados internamente na empresa, sendo apresentadas duas fileiras de módulos. Na primeira fileira encontram-se montados os módulos para o tema de estudo desta dissertação. A fileira é constituída por 18 módulos, 9 desses módulos estão ligados em série, os quais ligam ao inversor de *string*. Os restantes 9 módulos estão divididos em 3 grupos de 3 correspondendo cada grupo uma marca diferente de micro inversores. Deste modo podemos realizar um estudo comparativo

entre os três micro inversores seleccionados, assim comparamos o desempenho de cada grupo de micro inversores com o inversor de *string*.

<i>Sistema</i>	<i>Potência Instalada (Wp)</i>	<i>Nº de Inversores</i>	<i>Pout nominal (W)</i>	<i>Pout nominal total (W)</i>
Power-One	2115	1	2000	2000
Enecsys	705	3	225	675
Ienergy	705	3	230	690
Involar	705	3	235	705

Tabela 3 – Características do sistemas fotovoltaicos instalados

4.1. Inversores

As três marcas de micro inversores seleccionados para testes foram:

- Enecsys [35]
- Involar [36]
- iEnergy [37]

Os modelos dos micro inversores de cada uma das marcas foram respectivamente:

- * SMI-S240W-60
- * MAC250A
- * i-Micro inverter GT260

Para o sistema do inversor de string implementado foi utilizado um inversor da marca Power-One, modelo PVI 2000 OUTD.

No Anexo A encontram-se os *datasheets* de cada um dos modelos de inversores.

Todos os micro inversores seleccionados para a avaliação estão dotados de um sistema de monitorização, o qual permite acompanhar em tempo real o seu desempenho. Os sistemas de monitorização possuem diferentes tecnologias. No caso da Enecsys, cada micro inversor comunica com o seu *gateway* (router) através do protocolo de comunicação Zigbee®. Este *gateway* não deve estar instalado a mais de 50 metros do local de instalação dos micro inversores de forma a não ocorrerem perdas de comunicação. Em relação aos micro inversores da Involar e iEnergy, a comunicação é feita através do cabo de ligação AC por PLC (*power line communication*).

4.2. Módulos

Os módulos fotovoltaicos aplicados no projecto são fabricados pela Martifer Solar. Todos os módulos usados são da mesma gama de potência, 235 Wp. O *datasheet* dos módulos encontra-se no Anexo B.

Na tabela seguinte são ainda apresentados mais alguns detalhes relativamente às características dos módulos.

Mod Type	Irradiance	Lamp Voltage	Corrected to	T	Voc	Isc	Rseries	Rshunt	Pmax	Vmpp	Impp	FF
M 235P	99,9659	2150	100	25	37,3736	8,40066	0,66654	106,244	235,43	29,215	8,05851	0,74986
M 235P	99,8993	2150	100	25	37,3099	8,33689	0,64209	104,333	235,784	29,3635	8,02984	0,75803
M 235P	99,9356	2150	100	25	37,2544	8,35137	0,64266	143,454	235,844	29,3734	8,02917	0,75803

Tabela 4 – Características técnicas dos módulos utilizados

Os dados da Tabela 4, foram obtidos, no final da linha de fabrico com o equipamento adequado para o efeito.

Para fixação dos módulos utilizou-se a estrutura para cobertura plana existente, com uma inclinação de 30°. No entanto, a inclinação real, é menor, devido à inclinação da cobertura, sendo a inclinação real de cerca de 25°.

4.3. Estação meteorológica

É de extrema importância ter conhecimento das variáveis climáticas nas quais os inversores irão operar. Com o objectivo de quantificar essas variáveis, foi instalado no local do sistema fotovoltaico uma estação meteorológica. Com auxílio desta estação meteorológica podemos quantificar a temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar no mesmo ângulo de incidência dos módulos fotovoltaicos instalados. Dos parâmetros extraídos da estação meteorológica são mais relevantes no âmbito do estudo realizado a temperatura e a radiação incidente.

A estação meteorológica é constituída por três sensores: radiação, temperatura e velocidade do vento. Os dados são gravados num *datalogger* da Campbell Scientific (*datasheet* no anexo C) em intervalos de 10 minutos.



Figura 4.2- Estação meteorológica

4.4. Sistemas fotovoltaicos projectados

De forma a efectuar a instalação, na cobertura do edifício da Martifer Solar, foi necessário aplicar um quadro eléctrico para ligar os vários sistemas fotovoltaicos. Este quadro foi projectado para uma linha AC trifásica, com o objectivo de balancear a injeção de energia entre as três fases. Na fase de projecto do quadro eléctrico, foram levadas em conta as protecções de segurança necessárias para cada um dos sistemas, bem como protecções diferenciais para cada uma das fases da linha trifásica.

No anexo D, encontra-se o diagrama do quadro eléctrico, juntamente com o diagrama de projecto de todos os sistemas fotovoltaicos que ligam nesse quadro.

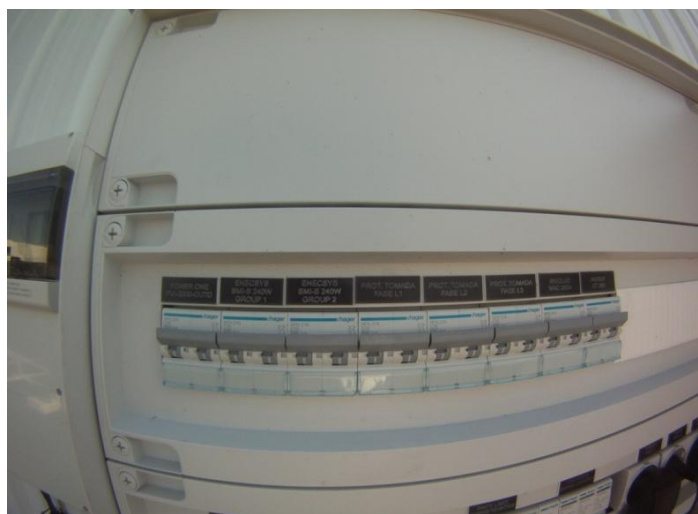


Figura 4.3 – Quadro de ligação á rede eléctrica

Para todos os sistemas instalados, seguiram-se as recomendações e procedimentos que constam nos manuais de instruções dos respectivos inversores.

De seguida será apresentada a descrição de cada um dos sistemas implementados, bem como, as simulações realizadas com o auxílio do programa de simulação para instalações fotovoltaicas PVSYST [38]. O relatório final gerado pelo PVSYST, para cada um dos sistemas, encontra-se no anexo E.

O PVSYST é um software de estudo, dimensionamento e análise de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, isolados e sistemas de bombagem ligados à rede AC ou DC.

4.4.1. Sistema com inversor de string Power-One

Foi projectada uma *string* de 9 módulos ligados em série os quais conectam ao inversor de string PVI 2000 OUTD da Power-One. No entanto, como forma de segurança, foi instalado um quadro de protecção contra sobretensões antes da conexão ao inversor.



Figura 4.4 – Quadro de protecção DC e inversor de string

No *software* de simulação de instalações fotovoltaicas PVSYST, foram introduzidos todos os parâmetros do sistema, tais como, local de instalação, inclinação dos módulos, modelo do inversor e modelo dos módulos fotovoltaicos. Tendo em conta esses parâmetros o *software* simulou o sistema e, como resultado, originou uma estimativa da energia produzida e perdas ao longo de um ano.

Na figura seguinte, podemos observar, o gráfico em que estão representadas as perdas energéticas do sistema e a previsão de energia produzida para esse sistema.

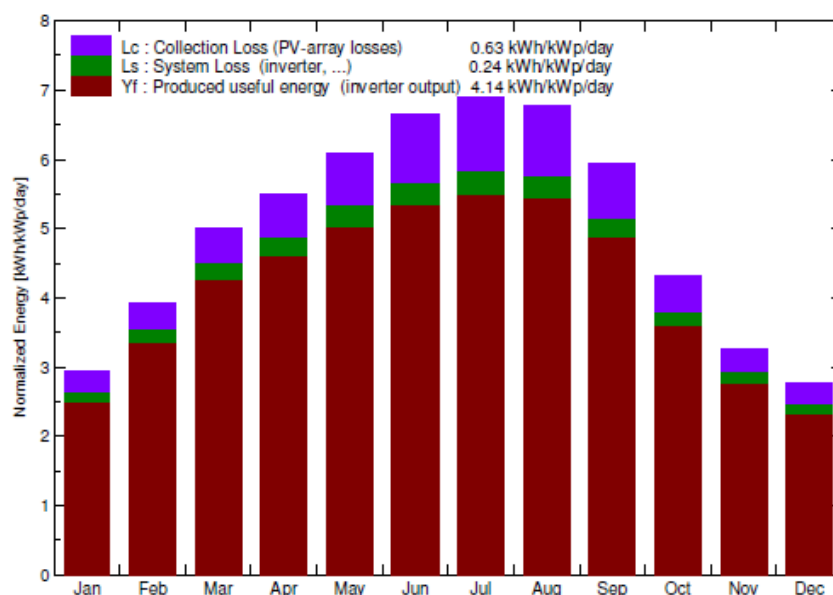


Figura 4.5 – Gráfico da simulação PVSYST para o sistema com o inversor de string

4.4.2. Sistema com micro inversor Enecsys

A instalação dos sistemas com micro inversor é de uma forma geral bastante mais simplificada. Foi instalado um micro inversor Enecsys por cada módulo fotovoltaico num total de três. A figura seguinte representa um esquema simplificado dessa mesma instalação.

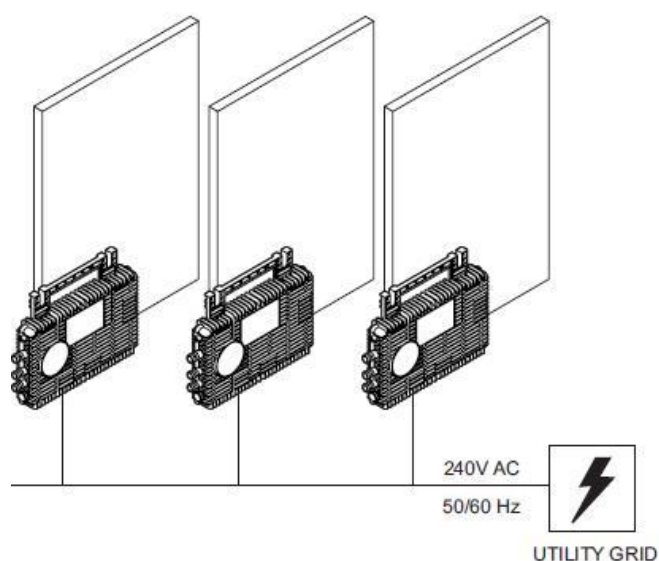


Figura 4.6 – Um micro inversor Enecsys por cada módulo fotovoltaico

Cada micro inversor é ligado em paralelo a um barramento de tensão AC. Essa interligação é efectuada através de conectores especialmente concebidos para esse efeito, fornecidos juntamente com os micro inversores da Enecsys.

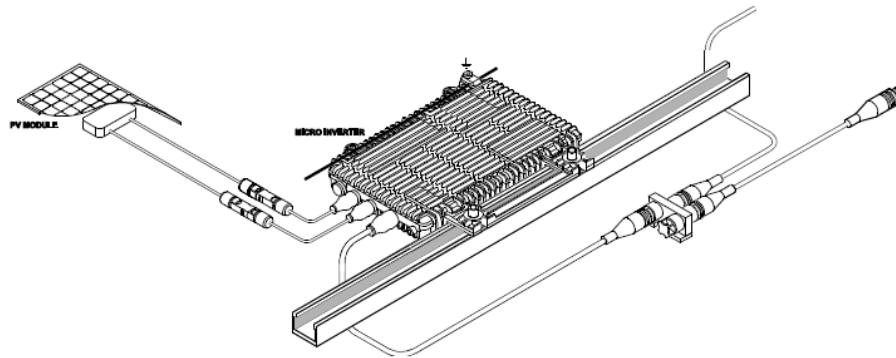


Figura 4.7 – Pormenor de ligação do micro inversor Enecsys

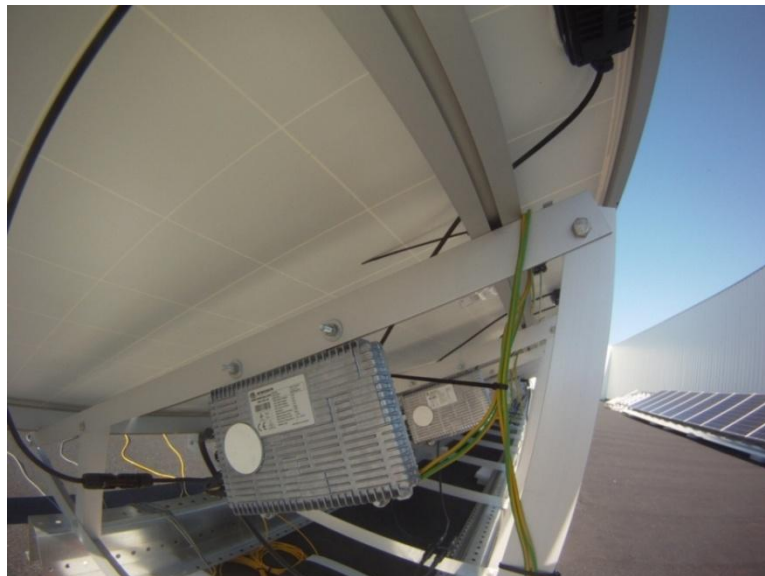


Figura 4.8 – Foto da instalação dos micro inversores Enecsys

Tal como tinha acontecido para o sistema com inversor de *string*, foi também realizada a simulação deste sistema no *software* PVSYST. Apesar da instalação apenas contemplar três micro inversores para três módulos fotovoltaicos, a simulação foi realizada para nove micro inversores e nove módulos fotovoltaicos como forma de comparar os resultados da simulação com o sistema de inversor de *string*.

Na Figura 4.9, está representado um dos gráficos provenientes da simulação no PVSYST.

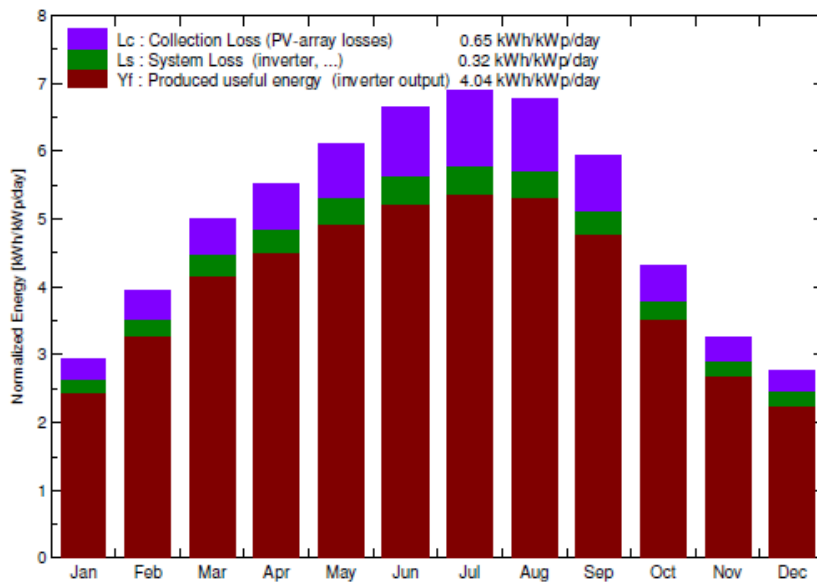


Figura 4.9 – Gráfico da simulação PVSYST para o sistema com micro inversores Enecsys

Após a instalação dos micro inversores, foi realizada a configuração do sistema de monitorização de modo a acompanhar em tempo real o desempenho de cada um. Os dados do sistema de monitorização, são enviados em intervalos de 1 a 3 minutos.

4.4.3. Sistema com micro inversor iEnergy

Foram instalados para este sistema, três micro inversores da iEnergy juntamente com três módulos fotovoltaicos.



Figura 4.10 – Micro inversor GT260 da iEnergy

O método de interligação dos micro inversores é diferente do utilizado nos modelos da empresa Enecsys. Neste caso, o micro inversor está dotado de uma entrada e uma saída de tensão AC de forma a ser conectado com micro inversores adjacentes. O último micro inversor, que não irá conectar a mais nenhum, terá de ser tapado com uma tampa produzida para esse efeito.

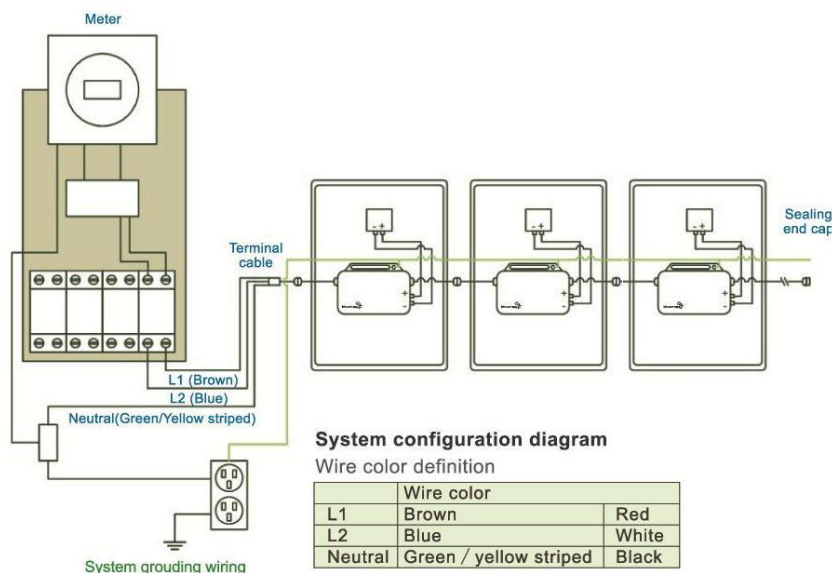


Figura 4.11 – Esquema de ligação dos micro inversores da iEnergy

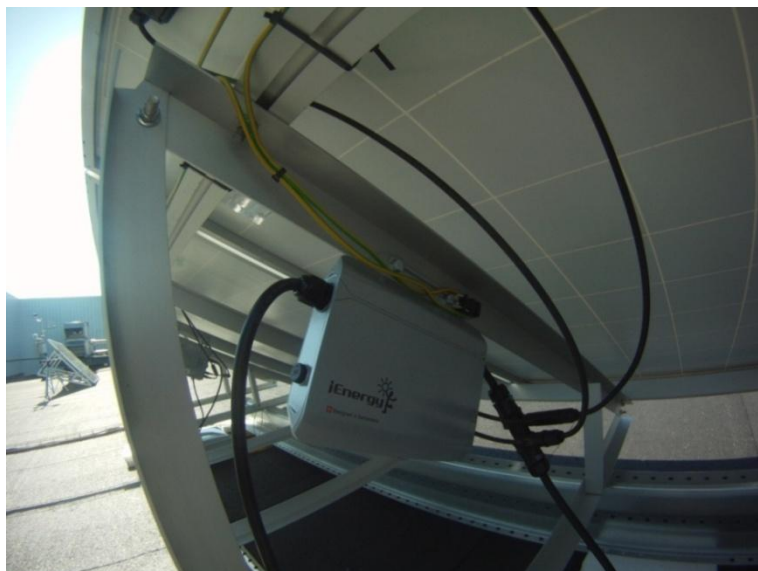


Figura 4.12 – Foto da instalação de um micro inversor da iEnergy

Após a instalação dos micro inversores, realiza-se a configuração do sistema de monitorização. Neste caso, a comunicação com o *gateway* é executada por PLC (power line

communication), que se encontra ligado na mesma fase em que o sistema está a injectar a energia na rede eléctrica, de modo a que os dados sejam recolhidos com sucesso.

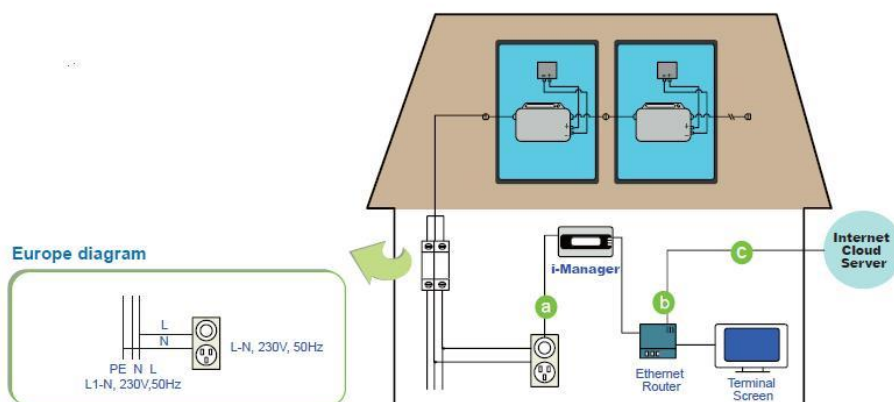


Figura 4.13 – Esquema de ligação do sistema de monitorização da iEnergy

Devido ao facto do micro inversor da iEnergy, não se encontrar na plataforma de simulação do *software* PVSYST não é possível realizar a simulação para este sistema.

4.4.4. Sistema com micro inversor Involar

A instalação dos micro inversores da Involar realiza-se de forma similar aos micro inversores da iEnergy. Estes estão também dotados de uma entrada e saída de tensão AC. Tal como nos sistemas com micro inversores referidos anteriormente, foram instalados três micro inversores da empresa Involar juntamente com três módulos fotovoltaicos.



Figura 4.14 – Modelo do micro inversor MAC250 da involar

No entanto, a ligação à rede eléctrica, é realizada através de uma unidade de interface com a rede.

Esta unidade de interface, denominada *eGate*, providencia elementos electrónicos para protecção contra sobretensões e subtensões, alterações de frequência da rede assim como situações de *anti-islanding*. A unidade de interface funciona ainda como *gateway* para o sistema de monitorização da Involar.

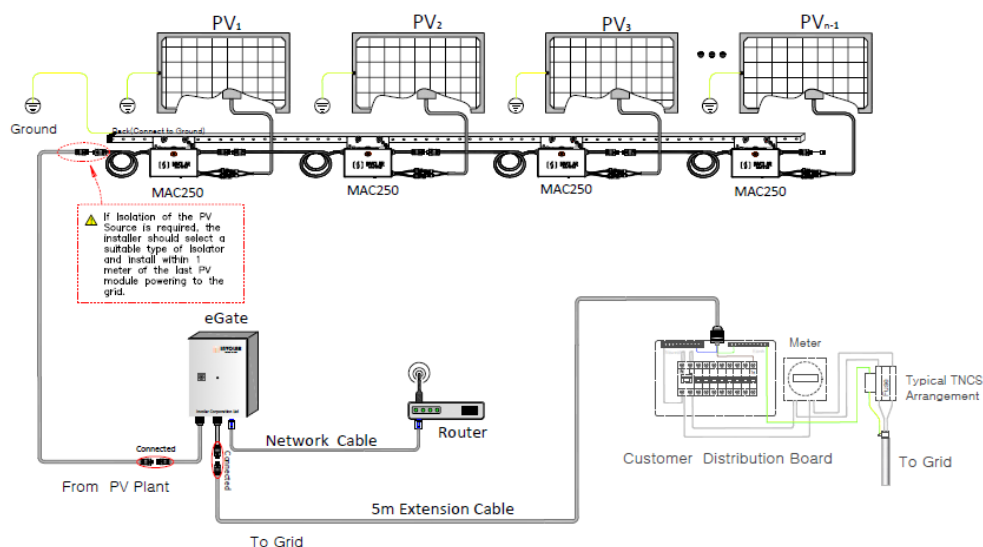


Figura 4.15 – Esquema de um sistema fotovoltaico com micro inversores da Involar

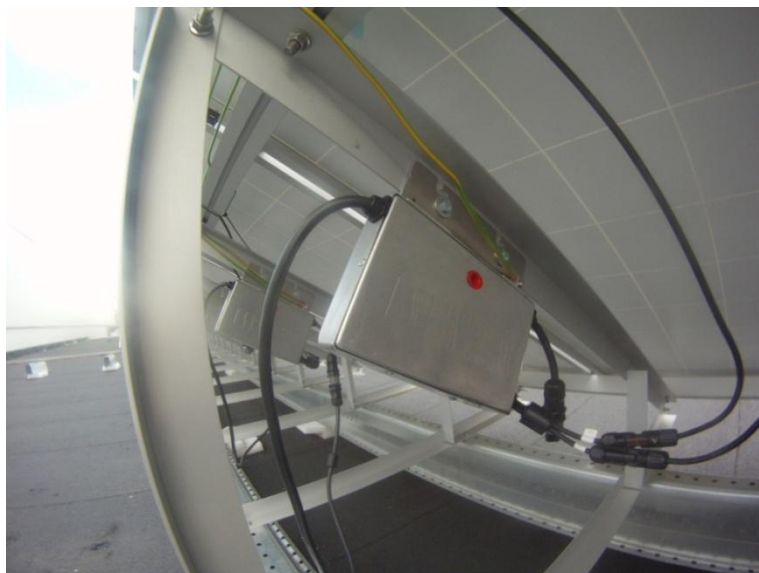


Figura 4.16 – Micro inversor da empresa Involar após instalação

Após a instalação, e tal como nos sistemas anteriores, foi efectuada a configuração do sistema de monitorização de forma a ser acompanhada em tempo real a performance de cada um dos micro inversores. Segundo as informações providenciadas pelo fabricante, os dados relativos à monitorização são enviados a cada 5 minutos, sendo enviada a média da potência produzida nesse intervalo. Foi também simulado no PVSYST um sistema para os micro inversores da Involar.

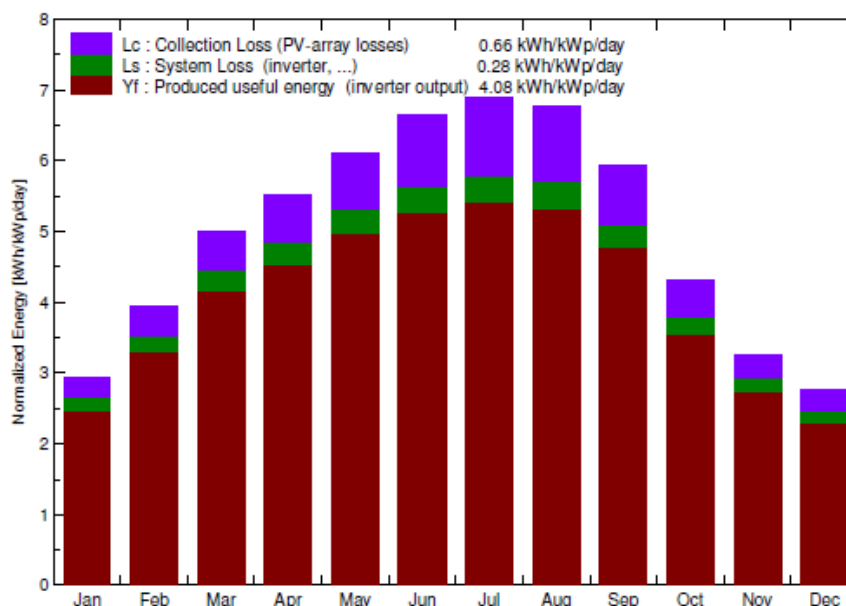


Figura 4.17 – Gráfico da simulação PVSYST para o sistema com micro inversores Involar

4.5. Situações de sombreamento

Com o objectivo de avaliar o desempenho dos diferentes sistemas em situações de sombreamento, foram criados alguns cenários de sombreamento.

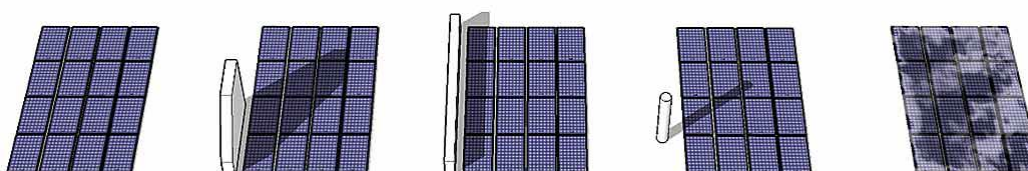


Figura 4.18 – Cenários de sombreamento

As situações apresentadas, na figura anterior, foram criadas em apenas um módulo de cada um dos sistemas instalados, em dias de céu limpo e em dias de céu nublado.

Pretende-se com estes cenários registar a energia produzida pelos diferentes sistemas para quantificar a diferença de desempenho entre eles.

4.6. Tratamento de dados

Nesta secção são descritos os principais procedimentos de forma a tratar os dados resultantes dos vários sistemas de monitorização.

Para realizar o tratamento de dados recorreu-se ao software Matlab e ao Microsoft Excel. Numa primeira fase foi utilizado o Excel com o objectivo de importar os dados provenientes das plataformas de monitorização dos sistemas fotovoltaicos, validar os dados para depois, exportá-los para o Matlab.

Relativamente aos dados da estação meteorológica, estes foram primeiro importados para o software proprietário da Campbell Scientific (PC200W) e de seguida exportados para o Matlab.

No Matlab, foram desenvolvidos vários *scripts* de forma a sincronizar os dados e calcular os respectivos índices de avaliação para comparação dos vários sistemas. Um dos *scripts* desenvolvidos permitiu o cálculo automático da radiação diária incidente (H_i) no plano dos módulos em $\text{kW.h/m}^2/\text{dia}$. Visto que os valores de radiação provenientes da estação meteorológica apresentam-se como médias de 10 minutos e têm como unidade W/m^2 , foi necessário realizar as média horárias e depois o somatório para termos o valor diário final de radiação incidente diária (H_i).

De seguida foi desenvolvido outro *script* para calcular os valores dos vários índices de avaliação:

Y_F , índice de energia final,

$$Y_F = \frac{E_{ac}}{P_{Wp}} \quad (2.7)$$

numericamente igual à energia ac entregue à rede em (kWh/kW). [20]

Y_R : índice de referência,

$$Y_R = \frac{H_i}{G_{i\text{ref}}} \quad (2.8)$$

Numericamente igual à radiação solar incidente em (kWh.m^{-2}), uma vez que, $G_{i\text{ref}} = 1000 \text{ W.m}^{-2}$. [20]

PR: Taxa de desempenho, *Performance Ratio*, dada pela razão,

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

Após o cálculo dos índices referidos, foi desenvolvido um *script* para gerar os vários gráficos apresentados no capítulo seguinte.

Durante o período de avaliação dos sistemas fotovoltaicos, que será de cerca de um ano, o *software* será sempre actualizado com o objectivo de automatizar todos os procedimentos e otimizar o cálculo de todos os índices de avaliação.

Capítulo 5

Apresentação dos resultados

5.1. Simulações PVSYST

Com foi referido, o resultado completo de cada uma das simulações no PVSYST encontra-se no anexo E.

Nas duas tabelas seguintes são representados dois parâmetros importantes para cada um dos sistemas, a previsão da produção energética e a *Performance Ratio*.

<i>Sistema</i>	<i>Power-One</i>	<i>Involar</i>	<i>Enecsys</i>
Total (kWh/ano)	3198	3146	3122

Tabela 5 – Previsão da energia produzida em cada um dos sistemas durante um ano

<i>Sistema</i>	<i>Power-One</i>	<i>Involar</i>	<i>Enecsys</i>
<i>Performance Ratio</i> (%)	82.6	81.3	80.6

Tabela 6 – Previsão da *Performance Ratio* para cada um dos sistemas

Deste modo, estima-se que o sistema com a melhor PR seja o sistema com inversor Power-One, assim como na energia produzida. No entanto estes dois parâmetros representados nas tabelas anteriores são muito semelhantes para cada um dos sistemas.

5.2. Resultados experimentais

Para realizar o tratamento dos dados, recorreu-se ao software Matlab. Foi necessário desenvolver vários scripts, com o objectivo de sincronizar os dados provenientes de diferentes fontes. De seguida os dados foram organizados e realizados os respectivos cálculos dos vários índices de avaliação de um sistema fotovoltaico.

O gráfico da Figura 5.1, apresenta a energia diária produzida (kWh/kWp), também conhecido com índice de energia final, ao longo dos dias monitorizados e a respectiva temperatura média diária.

Na Figura 5.2, apresenta-se o gráfico da energia diária produzida(kWh/kWp) e da radiação média diária ao longo dos dias monitorizados.

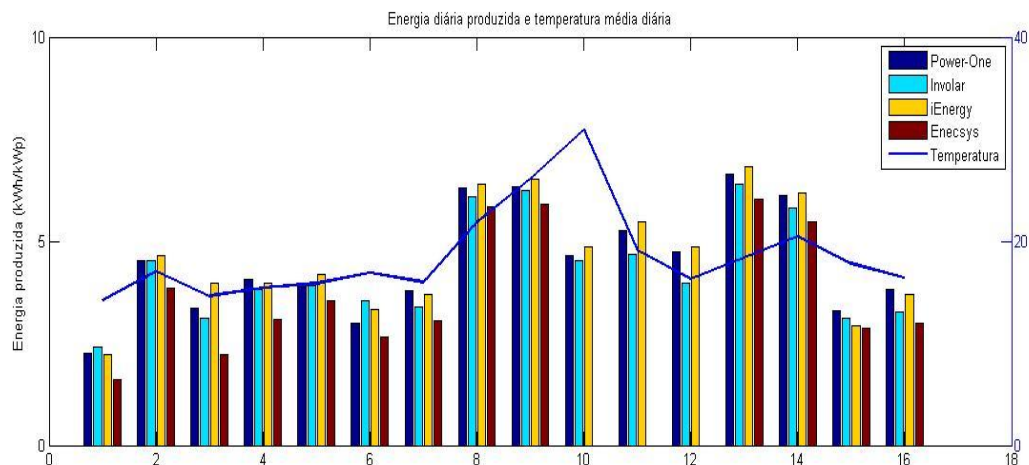


Figura 5.1 – Gráfico da energia diária produzida e temperatura média diária

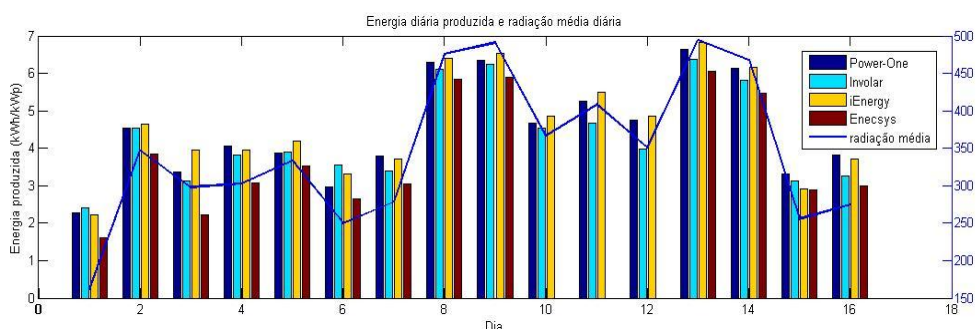


Figura 5.2 – Gráfico da energia diária produzida e radiação média diária

Através da observação dos dois gráficos anteriores, podemos verificar a influência da radiação incidente na produção energética de cada um dos sistemas fotovoltaicos. Quanto maior o nível médio de radiação incidente no plano dos módulos, maior a energia produzida pelo sistema.

Observando o caso particular dos dias 9 e 13, que apresentam níveis médios de radiação incidente semelhantes, verificamos que a produção energética no dia 13 é um pouco superior em relação ao dia 9. No entanto a temperatura média no dia 9 é substancialmente superior à do dia 13, e verifica-se uma diminuição da produção energética dos sistemas no dia 9. Desta forma, e tal como tinha sido referido na parte introdutória, verifica-se que o aumento de temperatura tem uma influência negativa na produção energética de um sistema fotovoltaico.

Realizou-se também o cálculo da *Performance Ratio* diária para cada um dos sistemas instalados. Como foi referido anteriormente, a PR é o índice que permite a comparação de sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias. Na Figura 5.3, encontra-se o gráfico com a PR diária de cada um dos sistemas. No dia 10, 11 e 12, não se apresenta o valor da PR para o sistema com micro inversores Enecsys, por dificuldade na obtenção dos dados.

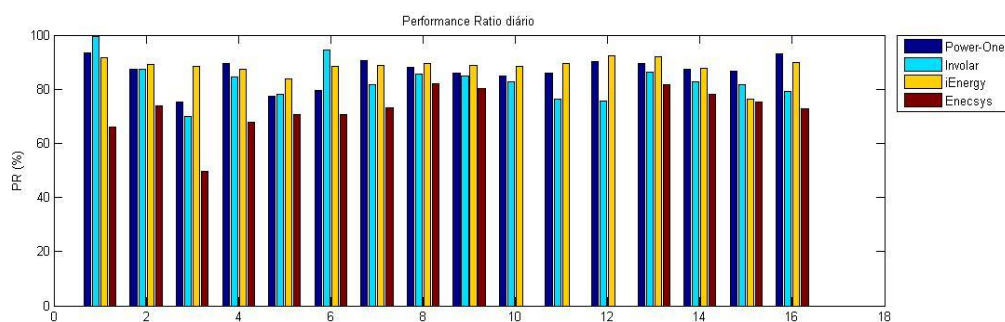


Figura 5.3 – Gráfico da evolução da *Performance Ratio*

Na Figura 5.4 apresenta-se a PR média para cada um dos sistemas ao longo dos dias de monitorização. Todos os sistemas, à exceção do sistema com micro inversores Enecsys, apresentam uma boa *performance ratio*.

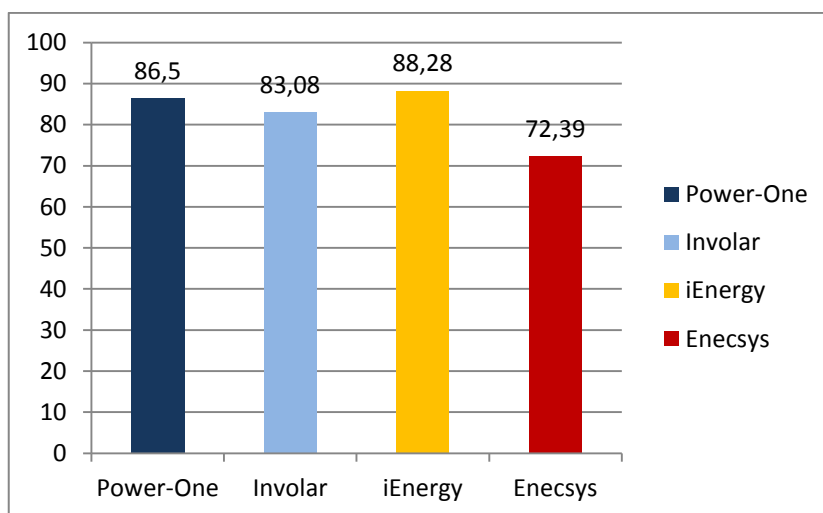


Figura 5.4 – Gráfico da PR média para cada um dos sistemas em estudo

Na Figura 5.5 e Figura 5.6, pode-se observar o comportamento da potência de saída de cada um dos sistemas ao longo de um dia de céu parcialmente nublado (radiação variável) e de um dia de céu limpo, respectivamente. Uma vez mais, não se apresenta a potência de saída do sistema com micro inversores Enecsys, por impossibilidade na obtenção dos dados.

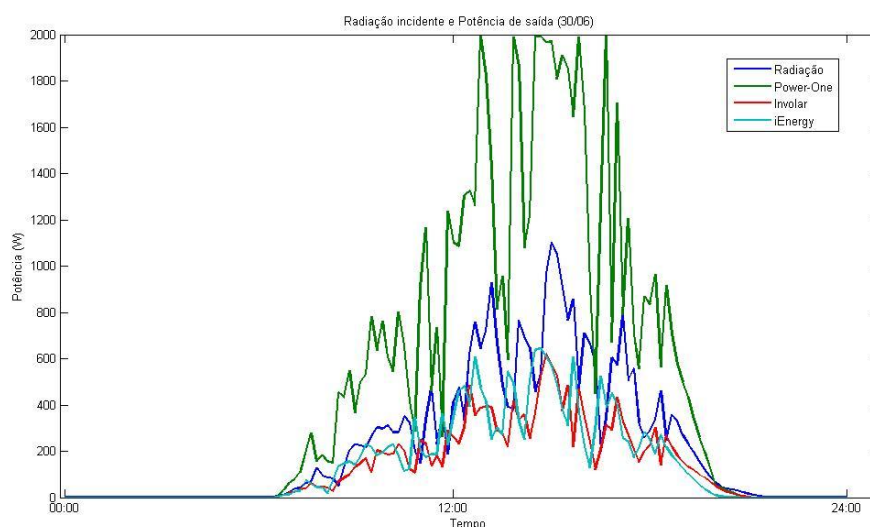


Figura 5.5 – Gráfico da potência de saída dos inversores ao longo de um dia de radiação variável

Num dia com níveis de radiação bastante variáveis, tal como o dia representado na Figura 5.5 é necessário que o algoritmo de MPPT do inversor seja suficientemente rápido de forma a possibilitar a máxima conversão de energia do sistema fotovoltaico. Em dias de céu limpo, como o apresentado na Figura 5.6 não é tão crítica a velocidade do algoritmo de MPPT, visto que o nível de radiação incidente e consequentemente a potência de saída do gerador fotovoltaico apresentam uma variação gradual.

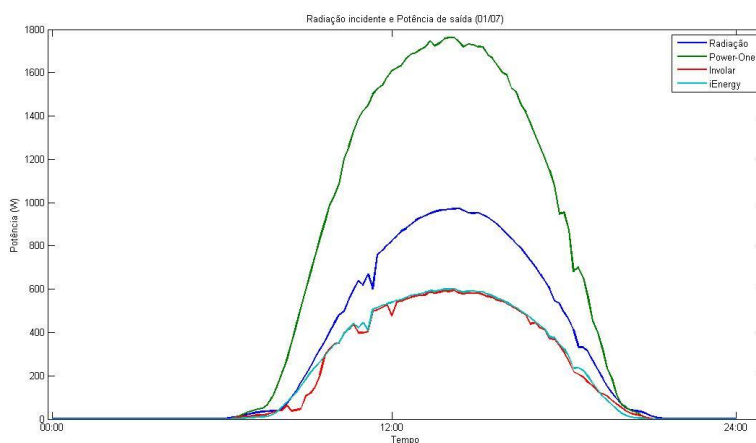


Figura 5.6 – Gráfico da potência de saída dos inversores ao longo de um dia de céu limpo

Na Tabela 7, apresenta-se a energia diária produzida por cada um dos sistemas e os respectivos totais. Apenas é possível analisar directamente os sistemas fotovoltaicos com micro inversores, visto estes apresentarem a mesma potência de pico instalada (705 Wp). Assim, verifica-se que o sistema com micro inversores iEnergy foi o que produziu mais energia, seguindo-se o sistema com

o micro inversores Involar, ficando significativamente abaixo destes dois, em termos de produção energética, o sistema com micro inversores Enecsys.

Dia	Power-One (Wh)	Involar (Wh)	iEnergy (Wh)	Enecsys (Wh)
9/6	4800	1700	1570	1130
10/6	9600	3200	3270	2710
11/6	7100	2200	2790	1560
12/6	8600	2700	2790	2170
14/6	8200	2750	2960	2490
15/6	6300	2500	2340	1870
20/6	8000	2400	2610	2150
23/6	13300	4300	4510	4120
24/6	13400	4400	4600	4160
1/7	14048	4500	4810	4260
3/7	12968	4100	4350	3860
4/7	7006	2200	2060	2030
5/7	8104	2300	2610	2110
Total	121426	39250	41270	34620

Tabela 7 – Tabela com a produção energética diária e respectivos totais de cada sistema

Nas três figuras seguintes, apresentam-se os gráficos da potência de saída dos inversores em função da radiação incidente no plano dos módulos fotovoltaicos. Uma vez mais, não foi possível apresentar este gráfico para o sistema com micro inversores Enecsys pelas mesmas razões referidas anteriormente.

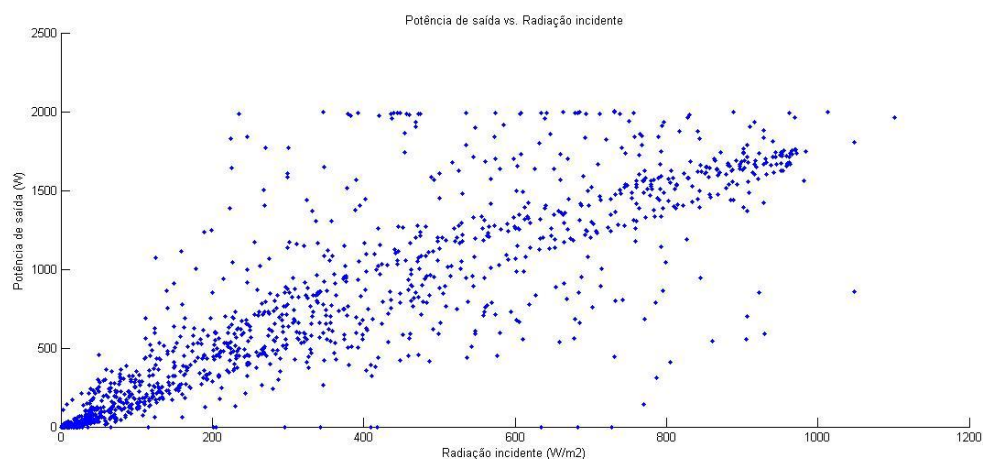


Figura 5.7 – Gráfico da potência de saída do inversor Power-One em função da radiação incidente

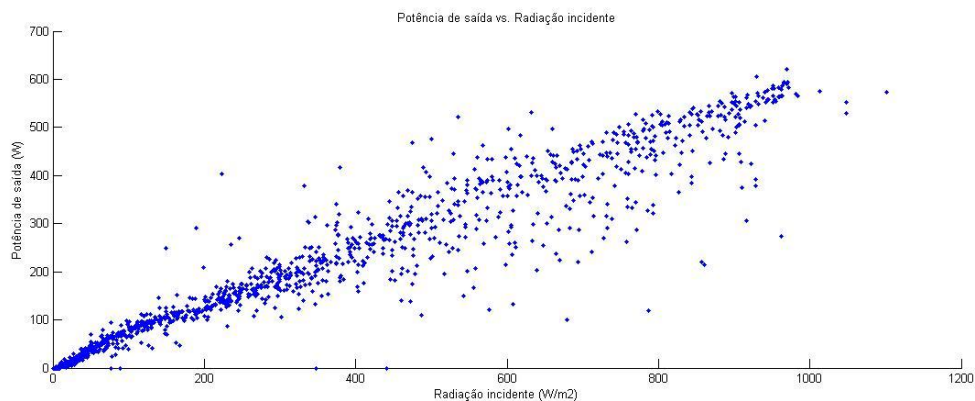


Figura 5.8 - Gráfico da potência de saída do sistema com micro inversores Involar em função da radiação incidente

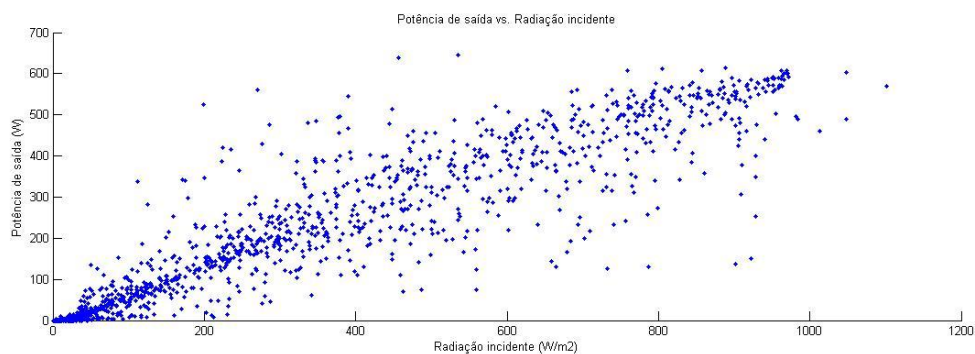


Figura 5.9 – Gráfico da potência de saída do sistema com micro inversores iEnergy em função da radiação incidente

Por observação dos gráficos 5.7, 5.8 e 5.9, verifica-se alguma dispersão na correspondência dos valores. Em termos teóricos, a potência de saída varia linearmente com a radiação incidente no plano dos módulos. Na prática não acontece, devido principalmente, ao facto de os sistemas de recolha dos dados da radiação e da potência de saída nem sempre estarem sincronizados entre eles. O facto de a monitorização dos sistemas ter incidido em alguns dias de radiação bastante variável também pode ter contribuído para esta dispersão de valores.

Capítulo 6

Produtos desenvolvidos

6.1. Kit

Um dos principais objectivos, da presente dissertação, é desenvolver novos produtos com recurso a micro inversores para a empresa Martifer Solar. Paralelamente ao projecto de instalação dos sistemas fotovoltaicos referidos anteriormente, foi desenvolvido um novo produto, juntamente com a equipa do departamento de Desenvolvimento e Investigação da Martifer Solar.

Com o objectivo de criar um produto, que possibilite o acesso da maioria da população a produzir a sua própria energia, desenvolveu-se um *kit* composto por um módulo fotovoltaico juntamente com um micro inversor. Este kit destina-se exclusivamente para produção de energia eléctrica para autoconsumo. Visto este ser um *kit* que será directamente vendido ao utilizador final, terá de ser *user friendly*, ou seja, com um método de instalação fácil e bastante intuitivo.

O *kit* é composto essencialmente por uma estrutura de suporte para o módulo, elementos de fixação do módulo, um micro inversor, parafuso de fixação do micro inversor, um cabo de ligação do micro inversor a uma tomada de parede e um manual de instalação.

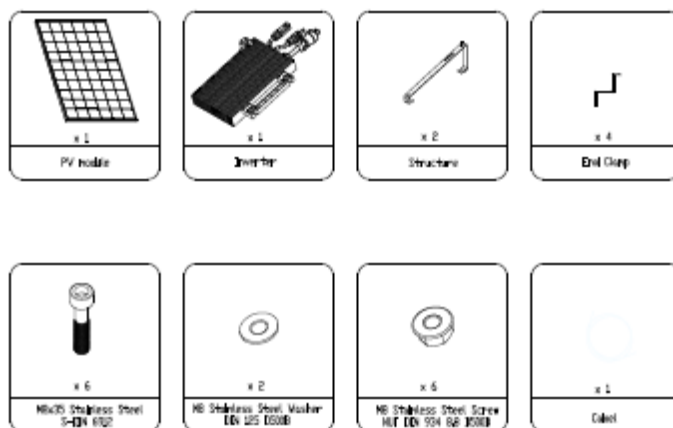


Figura 6.1 - Principais componentes do *kit* desenvolvido

Para além da possibilidade de instalação por parte do cliente, este tipo de produto tem uma outra vantagem a nível económico, pelo facto de este ser um sistema escalável. Ao contrário das tradicionais instalações fotovoltaicas de microgeração em que todo o investimento é realizado de uma só vez e com valores monetários elevados, o presente *kit* permite instalar um sistema fotovoltaico de forma gradual e com valores monetários pouco significativos em cada *upgrade* efectuado.

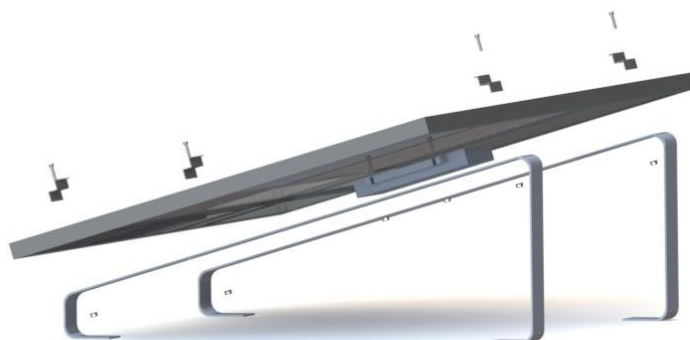


Figura 6.2 – Desenho tridimensional da montagem do módulo sobre a estrutura metálica

	<i>Custo Previsto (€)</i>	<i>Energia Produzida(kWh/year)</i>	<i>Tarifa (€)</i>	<i>ROI (anos)</i>
<i>Kit 1*</i>	450	348	0.15	9
<i>Kit 2**</i>	800	696	0.15	8
<i>Kit 3***</i>	1100	1044	0.15	7

Tabela 8 – Previsão de custos de venda, energia produzida e anos de retorno do investimento

- * *Kit 1* - composto por 1 módulo e 1 micro inversor
- ** *Kit 2* – composto por 2 módulos e 2 micro inversores
- *** *Kit 3* – composto por 3 módulos e 3 micro inversores

Não se inclui o sistema de monitorização no *kit* como forma de diminuir o seu custo final. No entanto, encontra-se em desenvolvimento uma parceria com uma empresa no ramo da monitorização, de forma a termos um complemento a este *kit* que permita quantificar a energia que estamos a produzir.

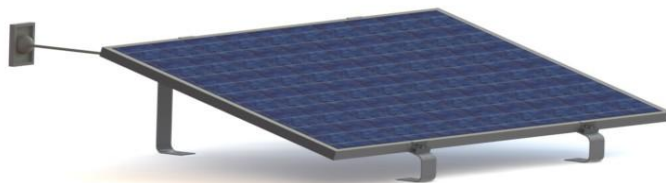


Figura 6.3– Desenho tridimensional do *kit* desenvolvido

A figura seguinte, mostra a foto de um protótipo já testado nas instalações da Martifer Solar.



Figura 6.4– Fotografia de pormenor do local de fixação do micro inversor

No anexo F encontra-se uma versão inicial do manual de instalação realizado até ao momento. De forma a finalizar o produto e iniciar a sua comercialização, são necessários ainda alguns ajustes a nível da estrutura com objectivo de reduzir os seus custos de produção. É ainda necessário seleccionar um dos micro inversores em avaliação para incluir no *Kit*. A selecção dos micro inversores irá ter em atenção a sua *performance* e a sua relação qualidade/preço.

Capítulo 7

Conclusões e trabalho futuro

Um estudo de avaliação de um ou mais sistemas fotovoltaicos deve ter um registo de dados de pelo menos um mês, sendo que, um ano seria o desejável. Os resultados obtidos e apresentados no Capítulo 5 correspondem a cerca de vinte dias de monitorização dos sistemas fotovoltaicos. De acordo com os resultados obtidos verifica-se que todos os sistemas, excepto o sistema com micro inversores Enecsys, apresentam uma *Performance Ratio* bastante boa, com percentagens superiores a 80 %. O sistema com micro inversores iEnergy é o que apresenta a melhor PR.

Devido ao facto dos dados de monitorização se encontrarem nos servidores das empresas fabricantes, nem sempre foi possível ter acesso a toda a informação enviada pelos inversores. A situação mais crítica ocorreu nos dados dos micro inversores da Enecsys, em que não foi possível até a data ter acesso ao registo diário em intervalos de cinco minutos dos dados da potência de saída de cada um dos micro inversores.

Até ao momento ainda não foi possível realizar e quantificar todos os cenários de sombreamento nos sistemas fotovoltaicos. Contudo, e levando em conta os fundamentos teóricos, espera-se que os sistemas fotovoltaicos com micro inversores apresentem um rendimento superior em comparação com o sistema fotovoltaico com o inversor de *string*.

Relativamente às plataformas de monitorização, de cada um dos micro inversores, todas elas apresentam *interfaces* bastante intuitivas. A plataforma mais completa é a dos micro inversores da empresa Involar, que permite ter acesso a todo o histórico anterior bem com exportar os dados para outras plataformas. A plataforma que apresenta mais limitações é a que corresponde aos micro inversores da empresa Enecsys.

De forma a realizar-se um estudo mais pormenorizado e com resultados mais fiáveis, é necessário melhorar alguns aspectos relativos à recolha dos dados de monitorização. Um dos aspectos a ser melhorado é a instalação de uma unidade centralizada de monitorização, que efectue a recolha dos dados energéticos dos vários sistemas fotovoltaicos, bem como das variáveis ambientais da estação meteorológica. Deste modo, todos os dados ficam sincronizados no tempo e com a mesma precisão, facto que não ocorre na recolha de dados deste trabalho, em que ocorrem desvios temporais entre os dados dos vários sistemas de monitorização.

Relativamente ao produto desenvolvido e apresentado no Capítulo 6, este ainda não se encontra a ser comercializado até ao momento, não sendo por isso possível avaliar o impacto que terá no mercado fotovoltaico. No entanto, as expectativas são as melhores dado que é um produto que permitirá o acesso a grande parte da população à energia fotovoltaica e dado que permite realizar um sistema escalável, estima-se que a sua introdução no mercado será de produto líder.

Para além do estudo realizado, a presente dissertação permitiu ainda um melhor conhecimento do mundo empresarial e facilitou a minha integração no mercado de trabalho, tendo sido convidado a permanecer no Departamento de Investigação e Desenvolvimento da Martifer Solar, SA.

Bibliografia

- [1] M. Flood, *Solar Cells, Design and Innovation*, Open University Press, 1986.
- [2] J. Morais, *Sistemas Fotovoltaicos, da Teoria à Prática*, Publindústria, 2009.
- [3] “Solar Today,” Webnova Multimedia, 2012. [Online]. Available: solartoday.com.au.
- [4] A. M. VALLÊRA, “Meio Século de História Fotovoltaica,” *Gazeta de Física*, pp. 11-15, 2006.
- [5] W. Shen, F. H. Choo e P. Wang, “Mathematical model of a solar module for energy yield simulation in photovoltaic systems,” School of Electrical and Electronic Engineering, Singapore, 2009.
- [6] ITACA, “A Guide To Photovoltaic Panels Part 1: Photovoltaic (PV) Cells,” ITACA, 2012. [Online]. Available: <http://www.itacanet.org/a-guide-to-photovoltaic-panels/photovoltaic-pv-cells/>.
- [7] M. Megiolaro, “Análise de Métodos de Busca do Ponto de Máxima Potência em Sistemas Fotovoltaicos,” Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2010.
- [8] D. Hohm e M. E. Ropp, “Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms,” em *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Brookings, John Wiley & Sons, Ltd, 2003, pp. 47-62.
- [9] C. Camus e E. Eusébio, *Gestão de Energia Solar*, 2006.
- [10] “Energia Solar Residencial,” Energia Solar Residencial, 2012. [Online]. Available: energiasolarresidencial.org/placa-solar.
- [11] Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, *Energia solar, princípios e aplicações*, 2003.
- [12] C. Nascimento, “PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA,” Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras, MINAS GERAIS, 2004.
- [13] “building solar panel,” Building Solar Panel, 2012. [Online]. Available: buildingsolarpanel.net.
- [14] “Renewable Energy Centre,” Snappy, 2012. [Online]. Available: recentre.com.
- [15] M. Viaud, W. Hoffman e H. Aulich, “European PV Industry roadmap,” em *Proceedings 19th EPVSEC*, 2004.
- [16] “ObservatoryNANO,” VDI Technologiezentrum GmbH, 2012. [Online]. Available: observatorynano.eu/project.
- [17] G. A. Rampinelli e A. Krenzinger, “EFEITO DO SOMBREAMENTO EM CÉLULAS DE UMA ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE,” ASADES, Porto Alegre, 2006.
- [18] M. Johns, H.-P. Le e M. Seeman, “Grid-Connected Solar Electronics,” University of California at Berkeley, Berkeley, 2010.
- [19] SMA Solar Technology AG, “Performance Ratio - Factor de qualidade para o sistema fotovoltaico,” SMA Solar Technology AG, 2010.
- [20] L. Ayompe, A. Duffy, S. McCormack e M. Conlon, “Measured Performance of a 1.72 kW Rooftop Grid Connected Photovoltaic System in Ireland,” *Energy Conversion and Management*, p. 11, 2010.
- [21] SMA Solar Technology AG, “Home:Investor Relations:Ad-hoc-Announcements,” SMA Solar Technology AG, 03 09 2009. [Online]. Available: <http://www.sma.de>.
- [22] E. Energy, “<http://enphase.com/>,” Enphase Energy, 2012. [Online]. Available: <http://enphase.com/>.
- [23] J. Johnson, *The Evolution of PV Solar Power Architectures*, Enecsys, 2011.
- [24] ST Microelectronics, *250 W Grid Connected Microinverter*, 2012.
- [25] L. Chisenga, “Your capacitor choice is key to solar photovoltaic,” *EETimes*, 2011.
- [26] GTM RESEARCH, “Growth, Market Share and Dynamic Change in PV,” GTM RESEARCH, 2009.
- [27] J. Liu e N. Henze, “RELIABILITY CONSIDERATION OF LOW-POWER GRID-TIED INVERTER FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATION,” Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel, 2009.
- [28] SolarBridge Technologies, “SolarBridge Technologies,” SolarBridge Technologies, 2012. [Online]. Available: <http://solarbridgetech.com/>.
- [29] SunPower Corporation, “Solar Panels, Roof Tiles, Photovoltaic Systems,” SunPower Corporation, 2012.

- [Online]. Available: <http://us.sunpowercorp.com/>.
- [30] GreenRay Solar, “Solar Panels For Your Home,” GreenRay Solar, 2012. [Online]. Available: <http://www.greenraysolar.com/>.
 - [31] Petra Solar - Smart Energy Solutions, “Petra Solar - Smart Energy Solutions,” Petra Solar - Smart Energy Solutions, 2012. [Online]. Available: <http://www.petrasolar.com/>.
 - [32] BenQ Solar, “BenQ Solar,” BenQ Solar, 2012. [Online]. Available: <http://www.benqsolar.com>.
 - [33] Upsolar, “Upsolar,” Upsolar, 2012. [Online]. Available: <http://www.upsolar.com/>.
 - [34] Canadian Solar Inc., “Canadian Solar Inc. | manufacturer of silicon, ingots, wafers, cells, solar modules,” Canadian Solar Inc., 2012. [Online]. Available: <http://www.canadiansolar.com/>.
 - [35] Enecsys Limited, “Enecsys Micro Inverters,” Enecsys Limited, 2012. [Online]. Available: <http://www.enecsys.com/>.
 - [36] Involar, “Involar, inverter for solar,” Involar, 2012. [Online]. Available: <http://www.involar.com/>.
 - [37] i-Energy Co., “i-Energy Co.,Ltd.-Smart Energy , Infinite Power,” i-Energy Co., 2012. [Online]. Available: <http://www.i-energy.com.tw/>.
 - [38] PVsyst, “PVsyst: Software for Photovoltaic Systems,” PVsyst, 2012. [Online]. Available: <http://www.pvsyst.com/>.
 - [39] www.portal-energia.com, Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias projecto e instalação, www.portal-energia.com, 2004.
 - [40] B. Koirala, B. Sahan e N. Henze, “Study on MPP Mismatch Losses in Photovoltaic Applications,” Institute of Solar Energy Technology, Kassel, 2009.

Anexo A

Datasheets dos inversores

Enecsys SMI-240W-60

Input Data (DC)	
Nominal Input Power	240W
Recommended Input Power (STC)	260W
Maximum DC Voltage	44V
Minimum DC Voltage	20V
MPPT Voltage Range	23V - 35V
Min/Max Start-up Voltage	22V / 42.5V
Maximum Input Current	12A
Maximum Input Short-circuit Current	16A
Output Data (AC)	
Maximum AC Output Power	225W
Nominal AC Output Current	0.98A
Nominal Output Voltage	230V
Nominal Frequency	50Hz
Power Factor	> 0.95
Total Harmonic Distortion	< 5%
Maximum Fault Current	8.5A AC 3ms
Efficiency	
Euro Efficiency	91.5%*1
Peak Efficiency	94.8%
Maximum Night Power Consumption	< 30mW
Mechanical Data	
Operating Temperature Range	-40°C to +85°C
Enclosure Rating	IP66
Dimensions (LxHxW)	262mm x 160mm x 35mm*2
Weight	1.8kg
Cooling	Natural Convection
Features & Compliance	
Safety Class Compliance	CE, pr EN 62109-1
EMC (Emission & Immunity) Compliance	EN61000-6-3, EN61000-6-1
Grid Connection Compliance	G83/ 1-1*3, VDE 01 26-1, IEC 61727, IEC 62116
Communication	Zigbee IEEE 802.15.4
Connector	MC4
PV Compatibility	Compatible with most 60 cell modules
Warranty	20 Years (at full ambient temperature range)
Technology	Thin film capacitors
Isolation	Galvanic

IEnergy GT260

DC Input Data

TECHNICAL DATA - UK

Recommended Max. input power	260W
Nominal input power	240W
Peak power tracking range	25-50V
Operating range	25-58V
Max. DC short circuit current	12A
Max. input current	10A

AC Output Data

Recommended output power	230W
Nominal output current	0.92A
Nominal/extended voltage range	230V/207 - 264V
Nominal/extended frequency range	50Hz/47 - 50.5Hz
Power factor	>0.95
Total harmonic distortion	<3%
Max. units per 20A branch circuit	17pcs

Efficiency

CEC weighted efficiency	93%
Peak inverter efficiency	94%
Static MPPT efficiency	99.30%
Night time power consumption	<30 mW

Mechanical Data

Ambient temperature range	-40°C to +65°C
Operating temperature range (internal)	-40°C to +85°C
Dimensions (WxHxD)	23.2cm x 20.1cm x 4.31cm
Weight	1.6 kg (3.5 lbs)
Cooling	Natural convection - no fans
Enclosure environmental rating	IP66

Features

Communication	PLC
Warranty	25 years limited warranty
Compliance	EN62109-1, G83, IEC61000-6-3, IEC61000-6-1

Involar MAC250A

Model	MAC250A - Europe
Input Data (DC)	
Recommended Input Power (STC)	250W/200W~260W*
DC voltage operating range	20V~50V
MPPT Voltage Range	24V~40V
Maximum DC Current	10.4A
Output Data (AC)	
Rated AC Power @ 25°C	235W
Rated AC Current	1.02A
AC voltage Range	230V/184V~264V
AC frequency	50Hz/47Hz~51Hz
Power Factor	>0.99
Current THD	<3.5%
Maximum Units Per Branch	16
Efficiency	
Peak Inverter Efficiency	95.2%
CEC Weighted Efficiency	94.1%
Nighttime Power Consumption	<170mW
Mechanical Data	
Enclosure Environmental Rating	Outdoor · IP65/NEMA6
Operating Temperature Range	-40°C~+65°C
Dimensions (WxHxD)	230mm x195mm x 35mm
Weight	2.44kg
Features	
Microinverter chain interconnection	Only a string termination cable is required
PV Panel type	Mono/Polycrystalline Si 60/72 cells*
PV Panel DC connector	MC4
Communication	PLCC with eGate/eLog unit
Compliance	UL1741 /IEEE1547 · CE · EN50438 · ENEL · VDE0126 · G83/1· CQC · AS4777
Warranty	15 · 25 Years (depending on location)

Power-One PVI-2000-OUTD

Power Rating Ac [W]	2000
Absolute Max Voltage range [Vdc]	0 to 600 (360 nominal)
Max. Power Tracking Window range [Vdc]	90 to 580 (360 nominal)
Array Configuration (Max. Idc =10A for each channel)	One array
Nominal AC Voltage (Range) [Vrms]	Single-phase 185-264
Nominal AC Frequency [Hz]	50/60
Line Power Factor	1
Maximum AC Line Current [Arms]	9
AC Current Distortion [%]	<2.5% THD at rated power with sinewave voltage
Max Efficiency [%]	96 (Euro 95)
Tare Losses [mW]	< 200
Operating Ambient Temperature [°C]	-25 to +60
Enclosure Environmental Rating	IP65 / NEMA 4 X
Relative Humidity	0-100% condensing
Elevation	Derated above 6,600ft (2000m)
Audible Noise [dBA]	< 40
Size (height x width x depth) [mm]	420 x 326 x 141
Weight [kg]	12

Anexo B

Datasheet dos módulos fotovoltaicos

ELECTRICAL SPECIFICATIONS *

Maximum Power (Wp)	P _{MAX}	210	215	220	225	230	235	240
Positive Power Tolerance	P _{NOM}	[P _{NOM} -0; P _{NOM} +4.99W]						
MPP Current (A)	I _{MPP}	7.60	7.72	7.88	7.98	8.12	8.15	8.21
MPP Voltage (V)	V _{MPP} /U _{MPP}	27.64	27.84	27.91	28.20	28.33	28.82	29.24
Open Circuit Voltage (V)	V _{OC} /U _{OC}	36.21	36.28	36.55	36.95	37.19	37.44	37.80
Short Circuit Current (A)	I _{SC}	8.03	8.17	8.23	8.37	8.39	8.41	8.58
Module Efficiency	η [%]	13.1	13.5	13.8	14.1	14.4	14.7	15.1
Maximum System Voltage	V _{SYST}	+ 1,000 V **						
Maximum Series Fuse Rating		12 A						
NOCT		47.3 °C						
Temperature Coefficients:								
Power	γ(P _{max})	-0.45%/°C						
Voltage	β(V _{oc})	-0.324% /°C						
Current	α(I _{sc})	0.076%/°C						

* Values at Standard Test Conditions STC (air mass AM 1.5, irradiance 1,000W/sqm, cell temperature 25°C)

Tolerance of measured maximum power: ±3%

** Positive voltage

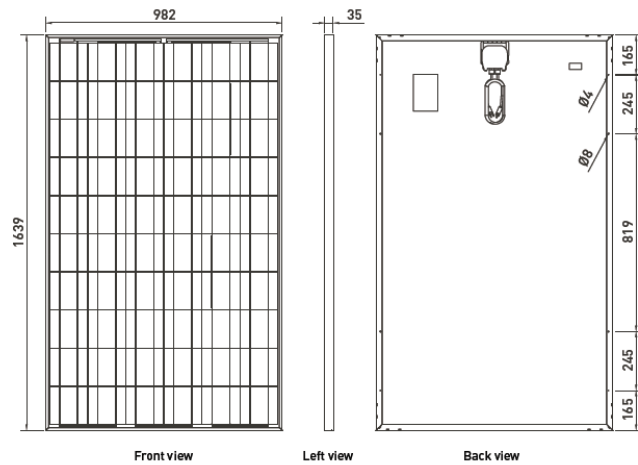
MECHANICAL SPECIFICATIONS

Dimensions	1,639 x 982 x 35 mm
Weight	20 kg
Solar Cells	60 monocrystalline 6 inch cells
Front Cover	Tempered and Textured 4 mm Glass
Encapsulant	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Back Cover	PPE (Polyester Polyester Primer)
Frame	Silver anodized aluminium
Diodes	3 Bypass Diodes (16A)
Junction Box	IP 65 W/ 3 Bypass Diodes
Cable	2 Cables of 0.9 m W/ Tyco connectors

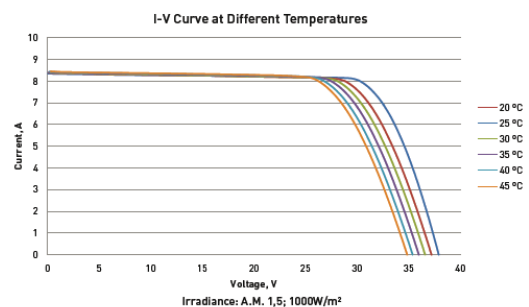
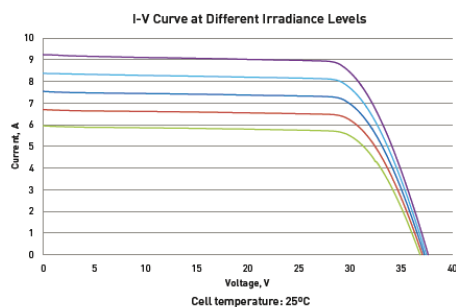
PACKAGING

Modules per pallet	35 modules
Modules per 40 ft container	525 modules

DIMENSIONS (All figures are in mm.)



I-V CURVES



Anexo C

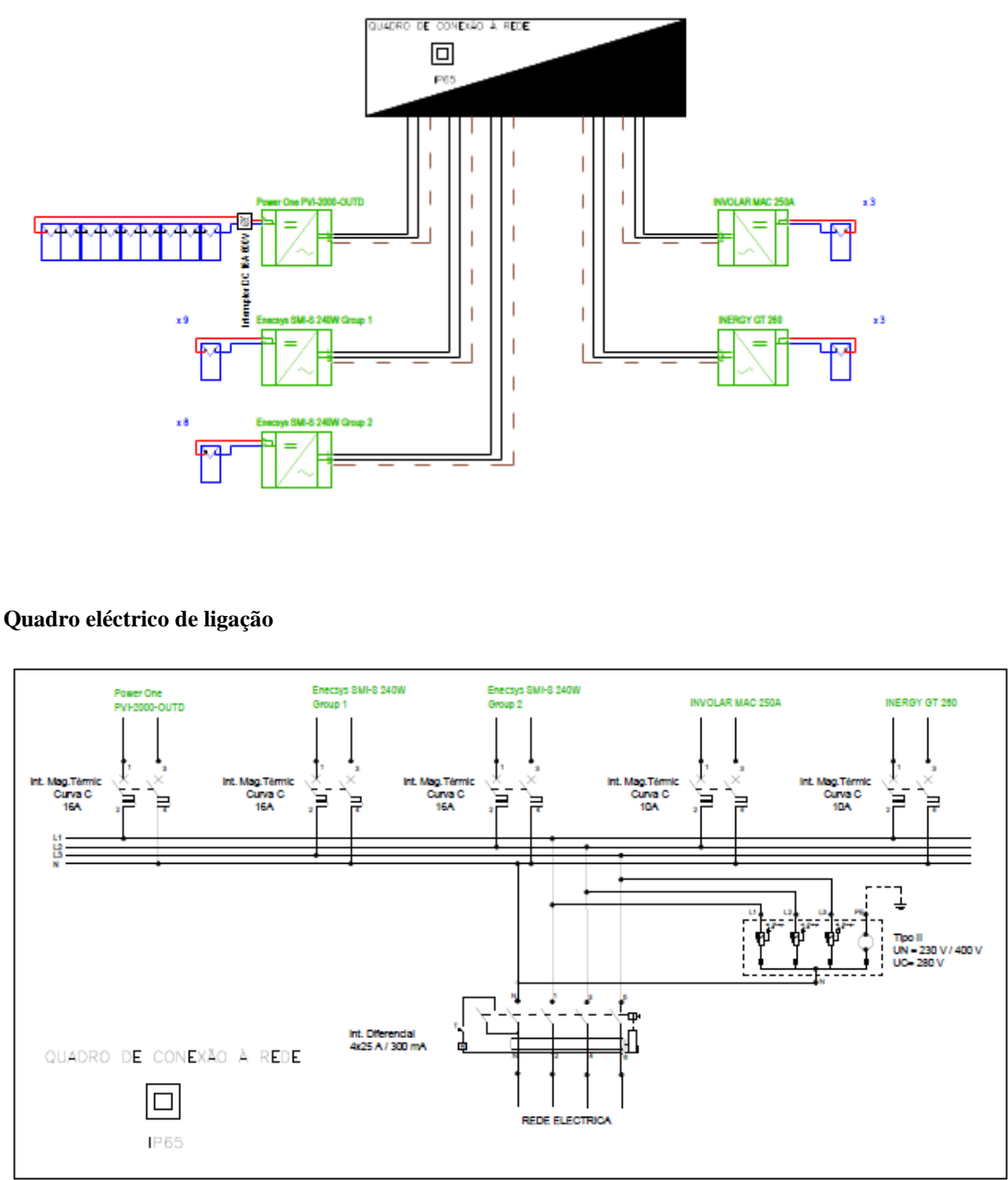
Datasheet do datalogger CR200 da Campbell Scientific

CR200 Specifications

- A/D converter: 12 bit
- Scan rate: once per second (max)
- Single-ended analog channel: 5, individually configured
- Analog voltage range: 0 to +2500 mV
- Measurement resolution: 0.6 mV
- Excitation channels: 2, programmable for either +2.5 or +5 volts
- Switched battery port: 1
- Pulse count channels: 2
- Control ports: 2
- Battery voltage range: 7 to 16 Vdc
- On-board 12 Vdc lead acid battery charger
- Communications: RS-232

Anexo D

Sistemas fotovoltaicos

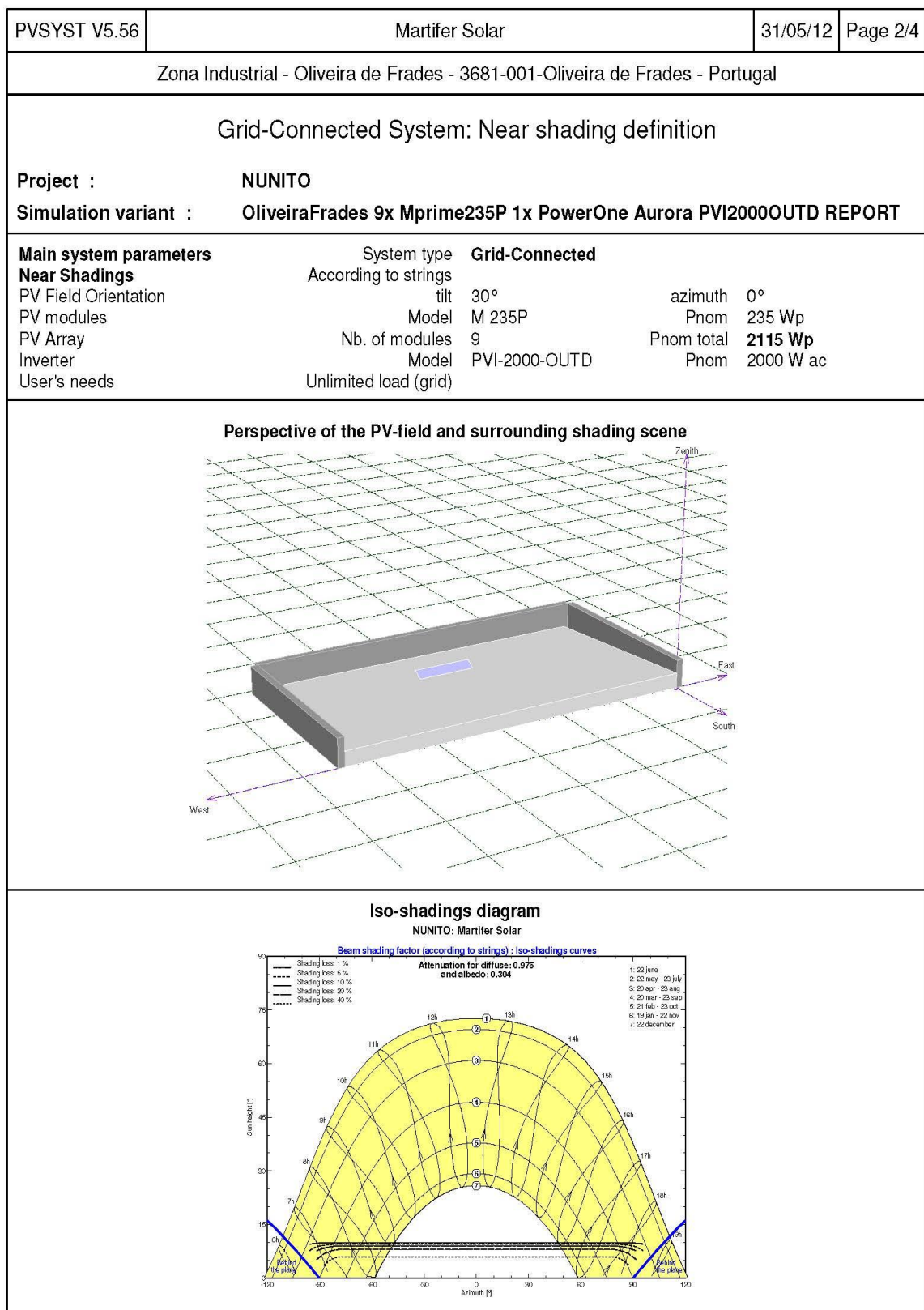


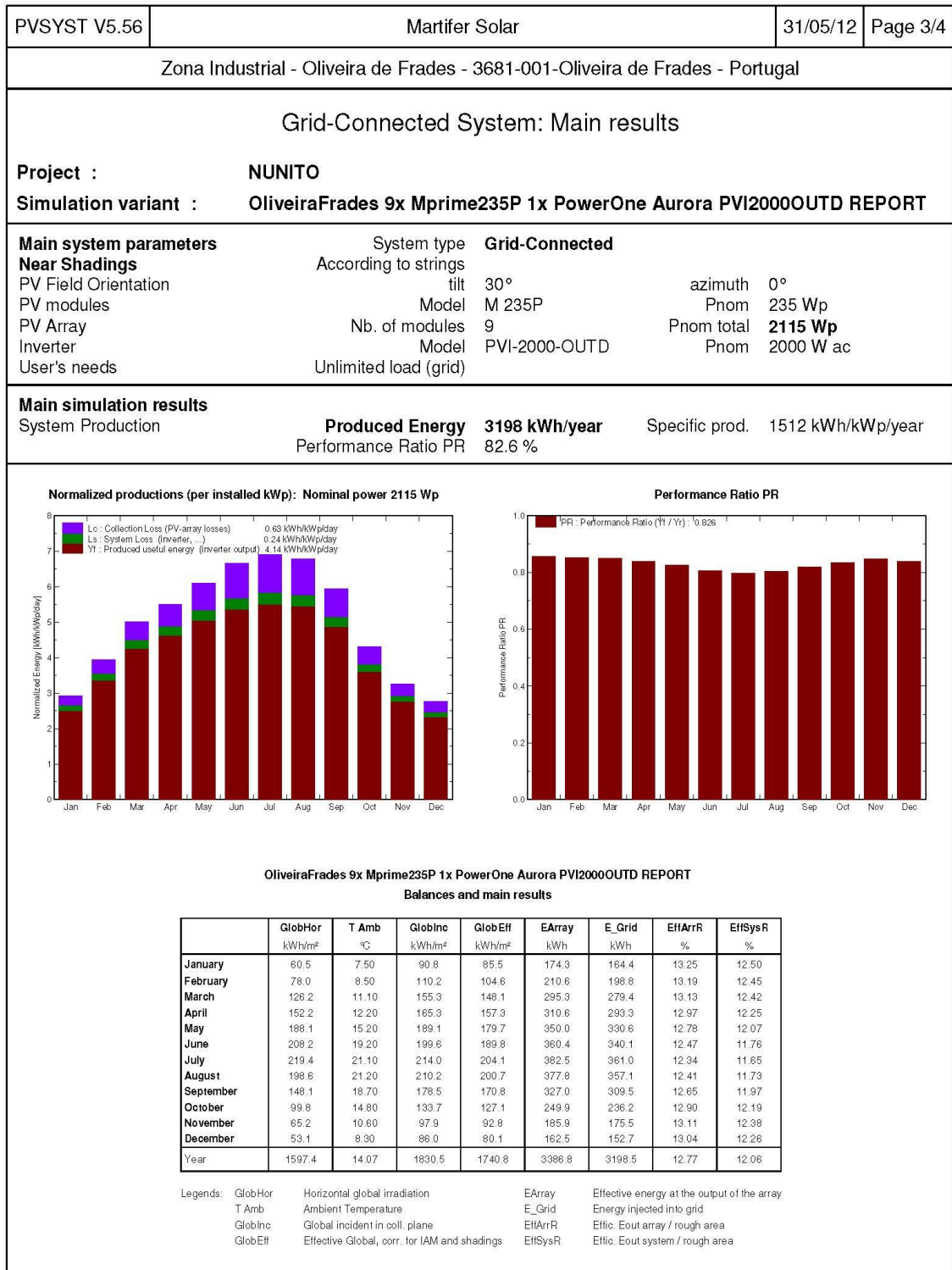
Anexo E

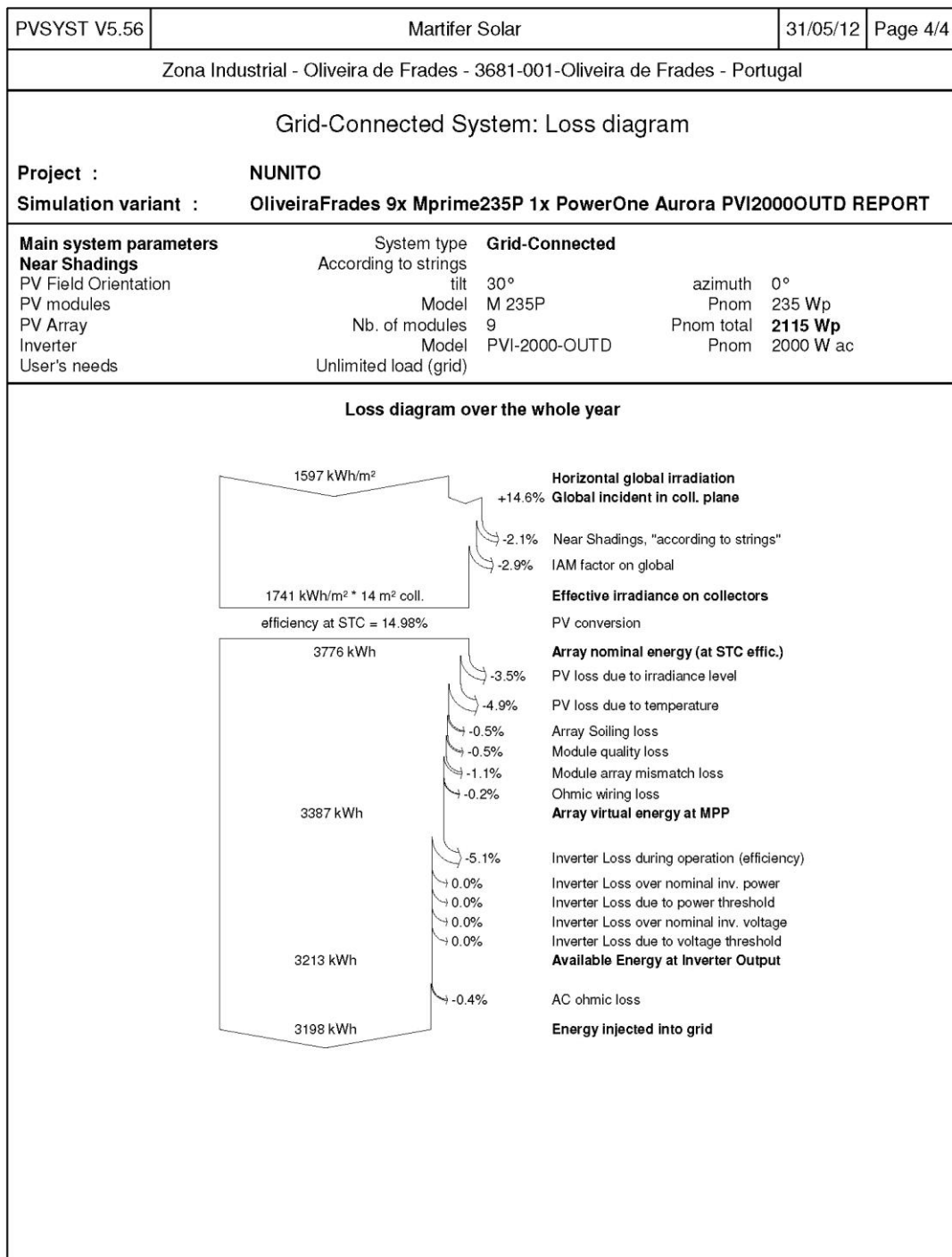
Simulações PVSYST

Sistema com inversor Power-One

PVSYST V5.56	Martifer Solar		31/05/12	Page 1/4
Zona Industrial - Oliveira de Frades - 3681-001-Oliveira de Frades - Portugal				
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :		NUNITO		
Geographical Site		Oliveira de Frades	Country	Portugal
Situation		Latitude 40.7°N	Longitude	8.2°W
Time defined as		Legal Time Time zone UT+0	Altitude	507 m
		Albedo 0.20		
Meteo data :		Oliveira de Frades, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :		OliveiraFrades 9x Mprime235P 1x PowerOne Aurora PVI2000OUTD REPORT		
		Simulation date 31/05/12 17h12		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation		Tilt 30°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon		
Near Shadings		According to strings	Electrical effect	100 %
PV Array Characteristics				
PV module		Si-poly	Model	M 235P
		Manufacturer	MPRIME Solar Solutions SA	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	9	Unit Nom. Power 235 Wp
Array global power		Nominal (STC)	2115 Wp	At operating cond. 1917 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	243 V	I mpp 7.9 A
Total area		Module area	14.5 m²	
Inverter		Model	PVI-2000-OUTD	
		Manufacturer	Power-One	
Characteristics		Operating Voltage	90-580 V	Unit Nom. Power 2.00 kW AC
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT 45 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	117 mOhm	Loss Fraction 0.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction 0.5 %
Module Quality Loss				Loss Fraction 0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter 0.05
System loss factors				
Wiring Ohmic Loss		Wires	9 m 2x2 mm²	Loss Fraction 0.8 % at STC
User's needs :		Unlimited load (grid)		

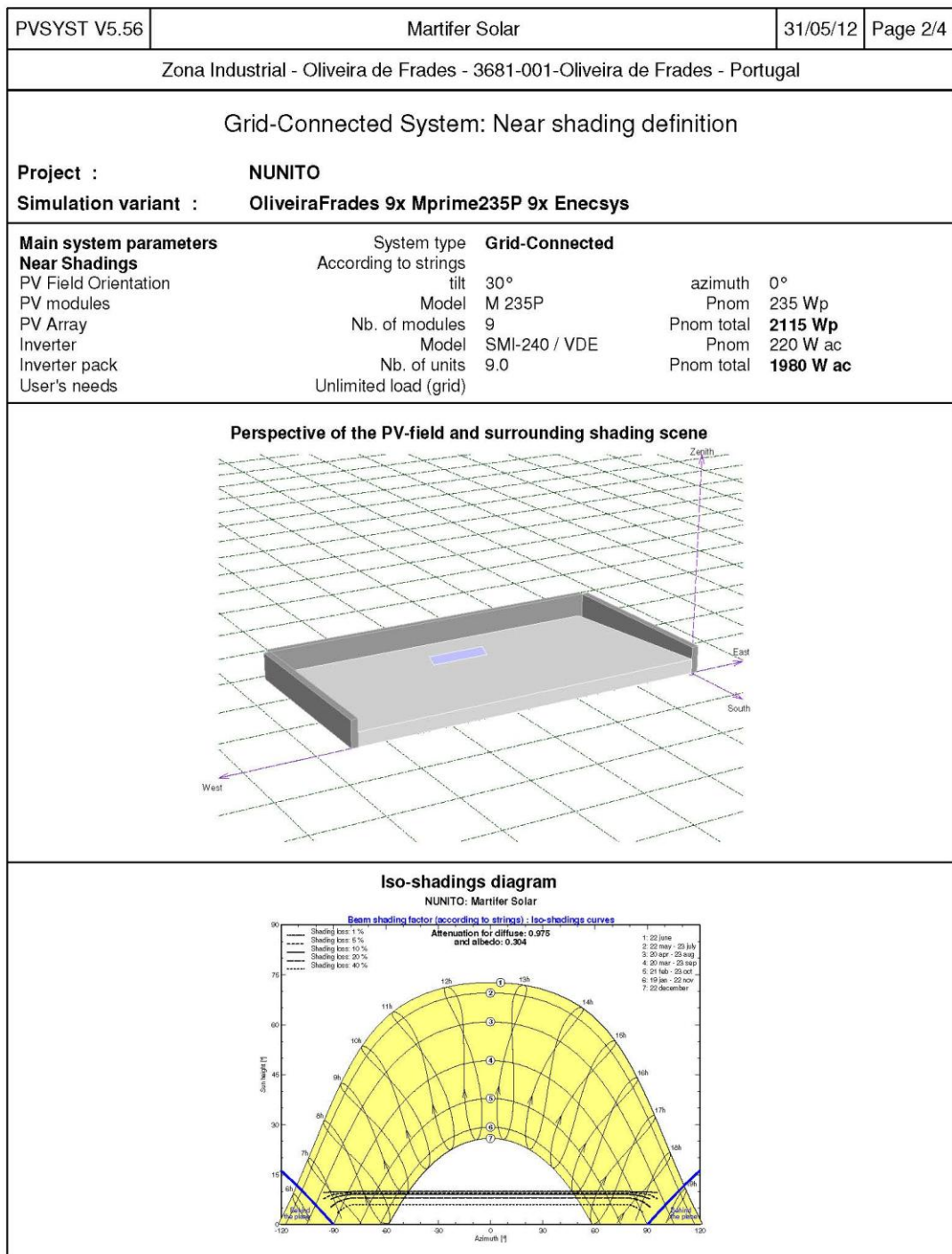


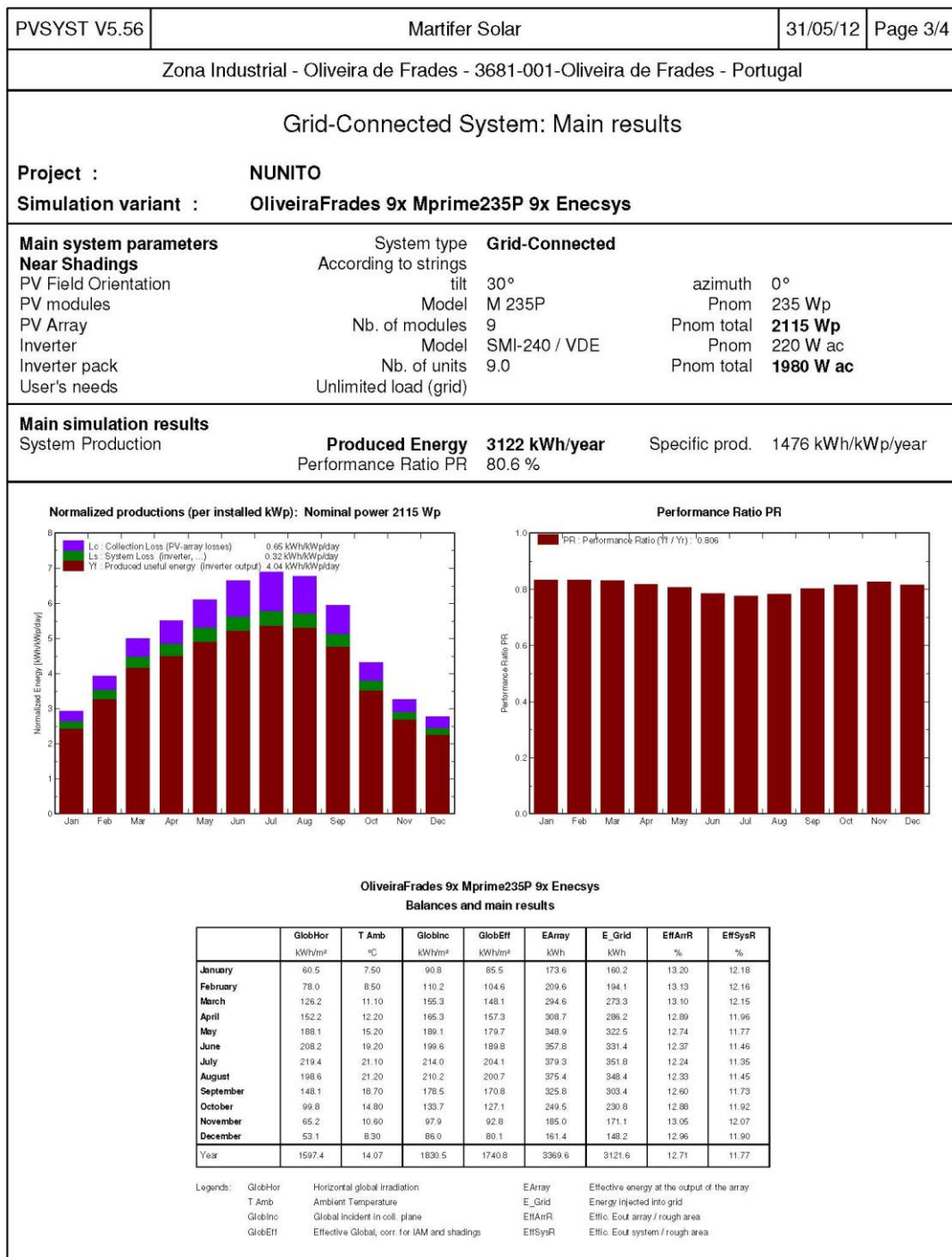


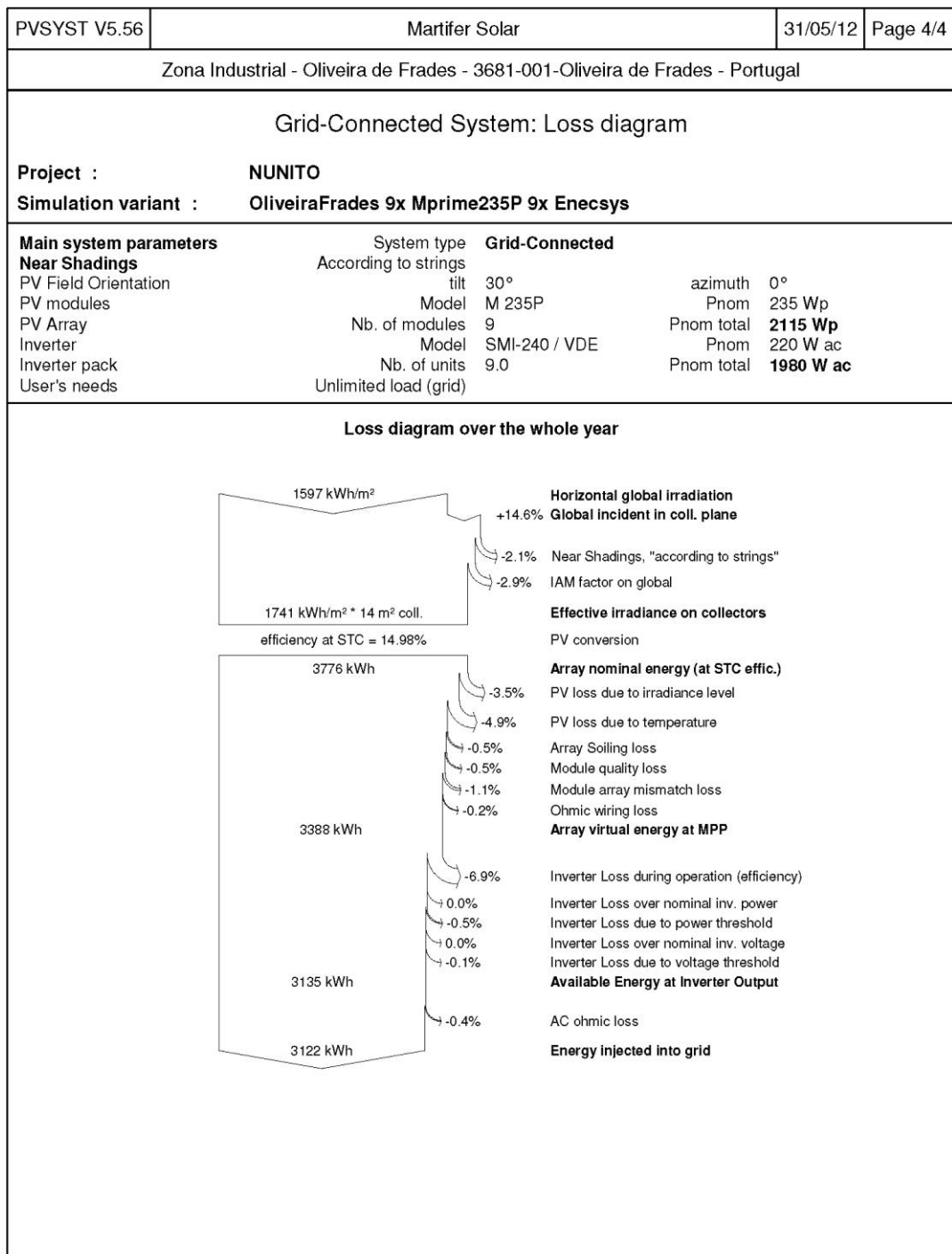


Sistema com micro inversores Enecsys

PVSYST V5.56	Martifer Solar			31/05/12	Page 1/4
Zona Industrial - Oliveira de Frades - 3681-001-Oliveira de Frades - Portugal					
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		NUNITO			
Geographical Site		Oliveira de Frades		Country	Portugal
Situation		Latitude	40.7°N	Longitude	8.2°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	507 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Oliveira de Frades, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		OliveiraFrades 9x Mprime235P 9x Enecsys			
		Simulation date	31/05/12 17h12		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		According to strings	Electrical effect	100 %	
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	M 235P	
			Manufacturer	MPRIME Solar Solutions SA	
Number of PV modules			In series	1 modules	In parallel 9 strings
Total number of PV modules			Nb. modules	9	Unit Nom. Power 235 Wp
Array global power			Nominal (STC)	2115 Wp	At operating cond. 1917 Wp (50 °C)
Array operating characteristics (50 °C)			U mpp	27 V	I mpp 71 A
Total area			Module area	14.5 m²	
Inverter			Model	SMI-240 / VDE	
			Manufacturer	Enecsys	
Characteristics			Operating Voltage	27-45 V	Unit Nom. Power 0.220 kW AC
Inverter pack			Number of Inverter	9 units	Total Power 1.980 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20 °C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	1.3 mOhm	Loss Fraction	0.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	0.5 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System loss factors					
Wiring Ohmic Loss		Wires	14 m 3x2 mm²	Loss Fraction	0.8 % at STC
User's needs :		Unlimited load (grid)			

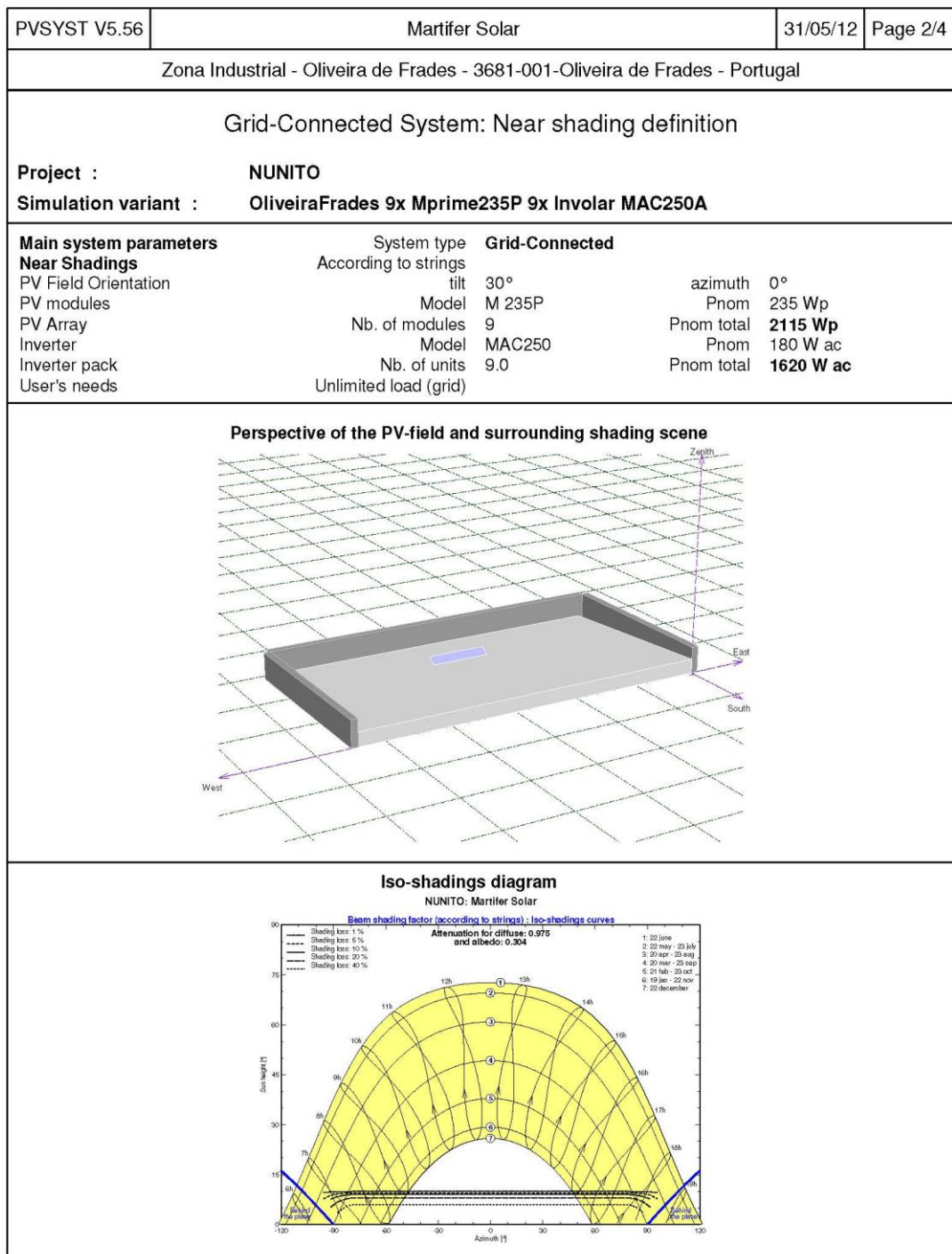


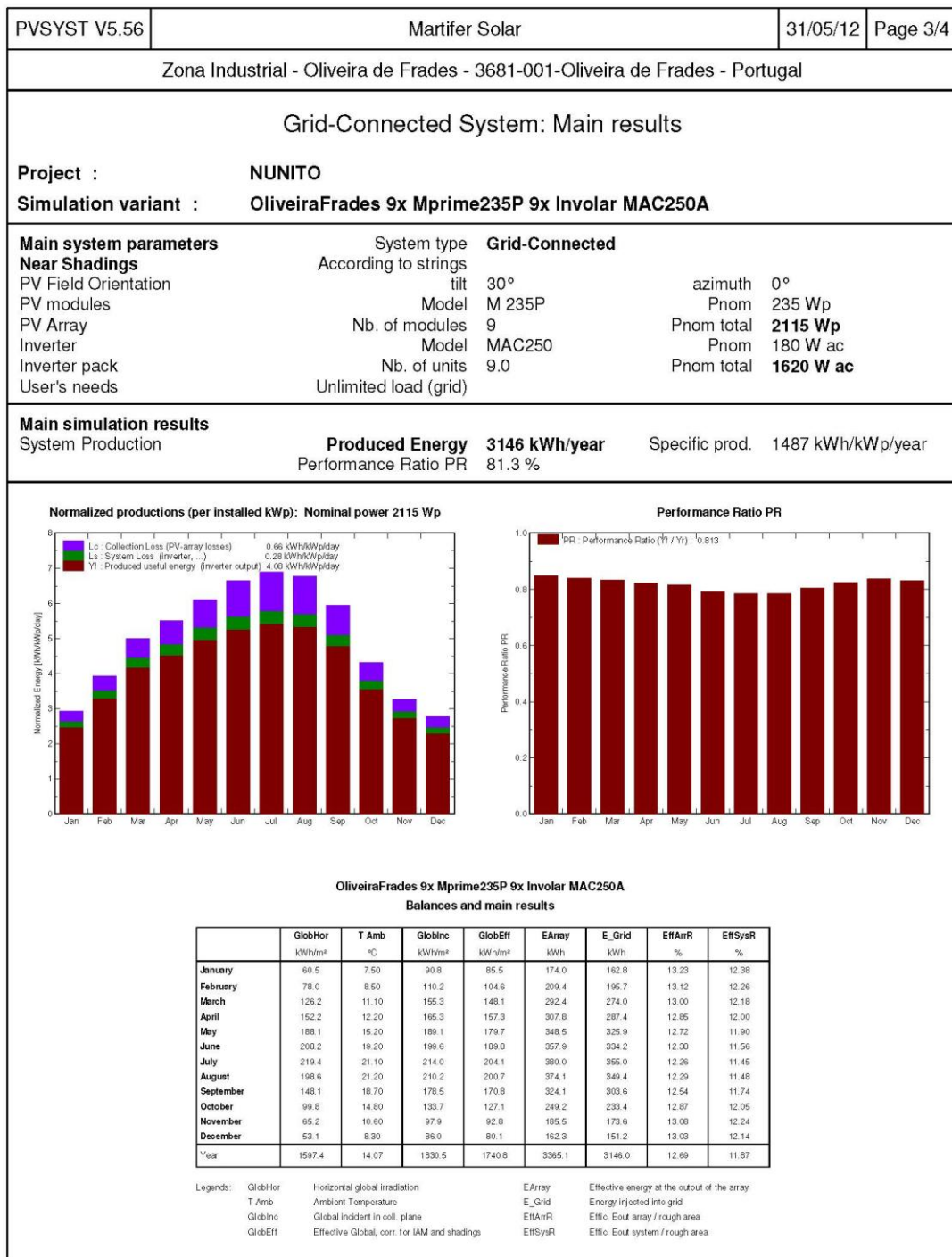


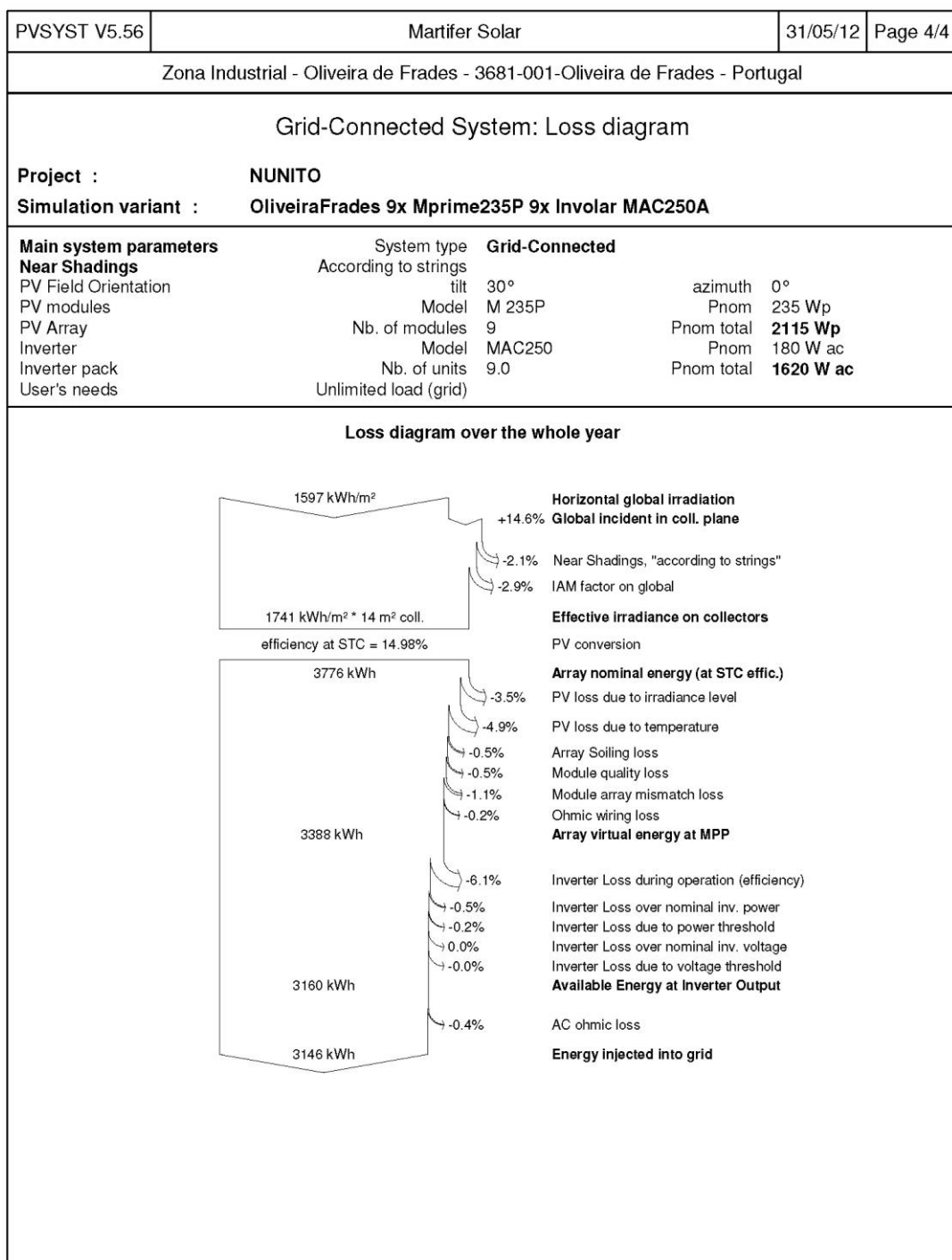


Sistema com micro inversores Involar

PVSYST V5.56	Martifer Solar			31/05/12	Page 1/4
Zona Industrial - Oliveira de Frades - 3681-001-Oliveira de Frades - Portugal					
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		NUNITO			
Geographical Site		Oliveira de Frades		Country	Portugal
Situation		Latitude	40.7°N	Longitude	8.2°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	507 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Oliveira de Frades, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		OliveiraFrades 9x Mprime235P 9x Involar MAC250A			
		Simulation date	31/05/12 17h11		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		According to strings	Electrical effect	100 %	
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	M 235P	
			Manufacturer	MPRIME Solar Solutions SA	
Number of PV modules		In series	1 modules	In parallel	9 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	9	Unit Nom. Power	235 Wp
Array global power		Nominal (STC)	2115 Wp	At operating cond.	1917 Wp (50 °C)
Array operating characteristics (50 °C)		U mpp	27 V	I mpp	71 A
Total area		Module area	14.5 m²		
Inverter		Model	MAC250		
		Manufacturer	Involar Corporation		
Characteristics		Operating Voltage	24-40 V	Unit Nom. Power	0.180 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	9 units	Total Power	1.620 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20 °C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	1.3 mOhm	Loss Fraction	0.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	0.5 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System loss factors					
Wiring Ohmic Loss		Wires	14 m 3x2 mm²	Loss Fraction	0.8 % at STC
User's needs :		Unlimited load (grid)			

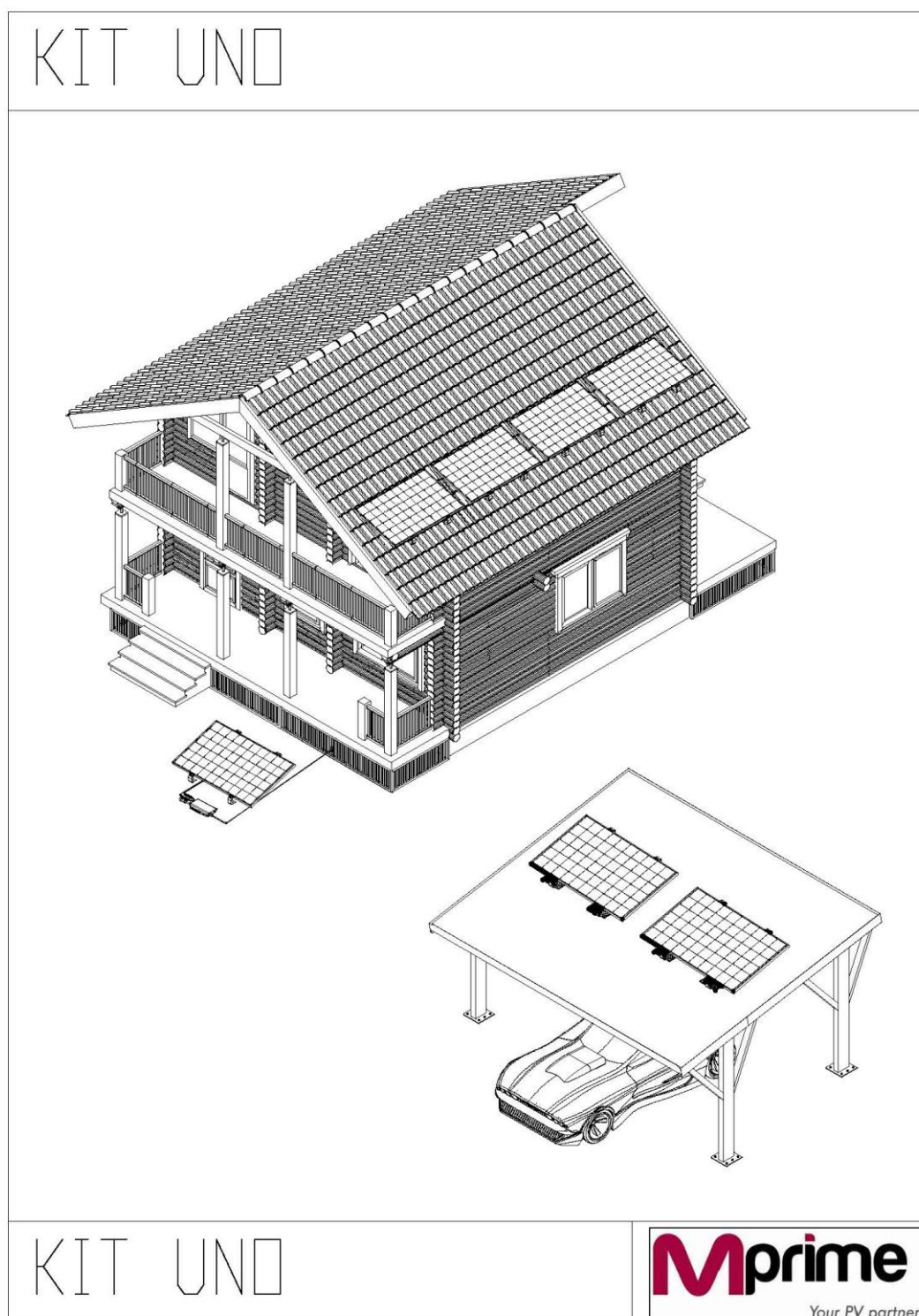






Anexo F

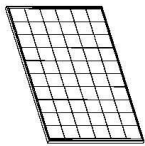
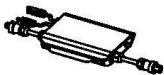







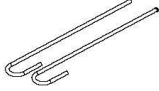
Manual de instalação do kit com micro inversor






KIT UNO

Accessories list

a. Check the contents

			
x 1	x 1	x 2	x 4
PV module	Inverter	Structure	End Clamp
			
x 6	x 4	x 6	x 1
MBx35 Stainless Steel S-DIN 6912	M8 Stainless Steel Washer DIN 125 D5008	M8 Stainless Steel Screw NUT DIN 934 8.8 D5008	Cabel ground
			
x 1	x 4		
Ground Connector SolKlip	Ground pegs		

Options for anchoring

Gravitle mounting	Wall mounting	Roof mounting
		
x 2	x 4	x 4
Flagstones	Chemical Anchor	Fixer Roof

⚠ **Note:** Make absolutely sure you observe any applicable national laws, the terms in your power supply and connection agreement, and any limitations that may result. In particular, consult your power company on hooking up your KIT UND to the mains – some

Note: We have used the markings in this manual. Always read and observe the corresponding notes.

Safety precautions

Make sure you have read through and understood all of the installation and operation instructions, and observed all of the instructions and warnings before installing and using your KIT UND.

> All electrical equipment needs to be installed according to local and national electrical installation regulations and practices.

⚠ **Note:** check the maximum load on your before mounting your KIT UND onto it. If you wish to set up your KIT UND on open ground, make sure that your KIT UND is sufficiently anchored, weighed down or fastened to the ground.

⚠ **Note:** Your solar modules will start to generate DC electricity as soon as they're exposed to sunlight.

⚠ **Warning:** Never disconnect a DC cable (the cable from the module terminal box or the DC cable from inverter) while under tension.

⚠ **Warning:** Do not attempt to open the unit. Unauthorized tampering with an inverter may give you a potentially fatal electric shock.

⚠ **Warning:** Always follow warning notes. A warning sign means that the corresponding equipment, or procedure may involve. Always follow these notes.

> **Warning:** All electrical equipments needs to be installed according to local and national electrical installation regulations and practices.

> **Lightning protection**

> Avoid electric tension induced by lightning strikes. You should lay the cables on the roof as follows:

> Avoid looped or rolled up cables.

> Depending on local or national standards, you may need to install additional active lightning protection.

⚠ **Caution:** Do not install your KIT UND in foul weather conditions.

> Your cable installation needs to comply with the regulations of your country where the inverter is being used.

> Before you start work, make absolutely sure that the installation will comply with local and national cabling rules and regulations.

> The inverter, the module and all metal parts need to be earthed according to local and national electrical standards.

> This unit does not have any parts that you can service; if it fails, you will need to send it back to us. Unauthorized opening or tampering with the inverter's opening or tampering with the inverter's will immediately void the guarantee.

> AC cable disconnection: you will need to be able to disconnect your AC cable from your domestic power supply for inspection, troubleshooting, testing, servicing, and repair.

> You should have additional protection for your inverter AC cables ready: some local and national cabling regulations require this. This protection probably covers residual current devices, earth connection monitors and trip switches.

> Secure all the connections in such a way as to keep them from lying in the wet.

> Lay and secure the cables to prevent damage from people, animals, storms, frost and so on.

> there is a danger of electric shock as long as the inverter is disconnected from the mains.

⚠ **Caution:** Caution notes mean that you should pay special attention to a certain part of the installation procedure. Always follow caution notes.

⚠ **Note:** We refer to notes in this way to alert you to particular requirements that the corresponding equipment or these notes.

Technical specifications

The solar module and inverter specifications are available for download on our website:
www.aprihsolar.com

Guarantee, disposal

The :
www

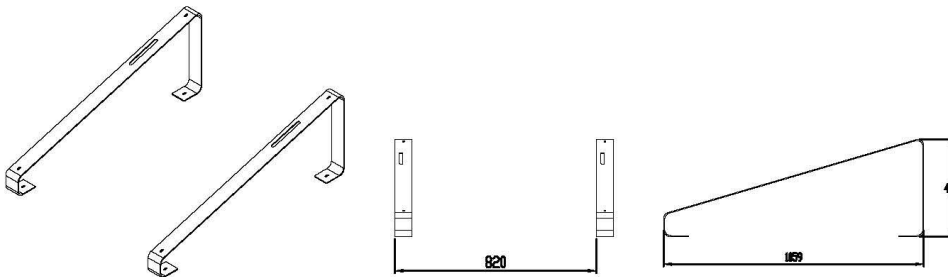
Installation Guide

This guide installation contains important instruction on safety and installation of the KIT UNO . Please carefully read this guide and follow all instructions to ensure safe installation and operation.

Read all warnings, instructions and maintenance in the KIT UNO installation and Operation Manual at: www.mprimesolar.pt

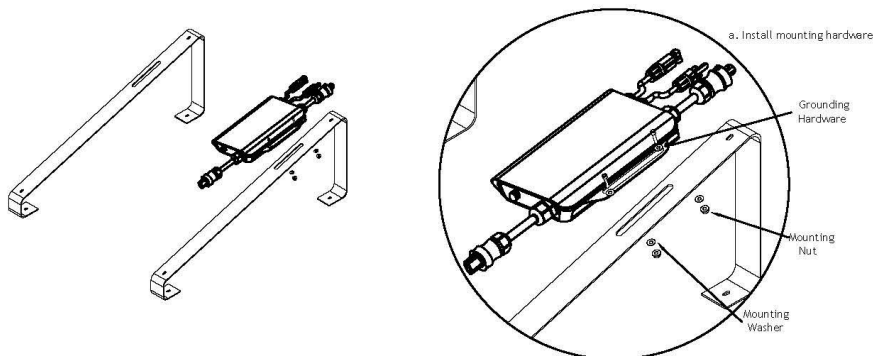
Step 1 Attach structure outdoor

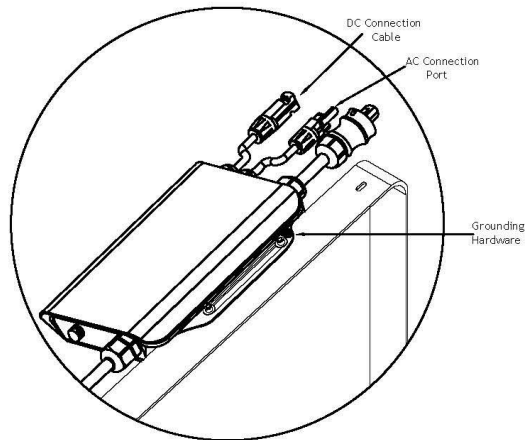
- a. Attach structure
- b. Can install the KIT UNO on the roof with weighting our the anchoring system our can install in the garden with stakes



Step 2 Attach micro-inverters to structure

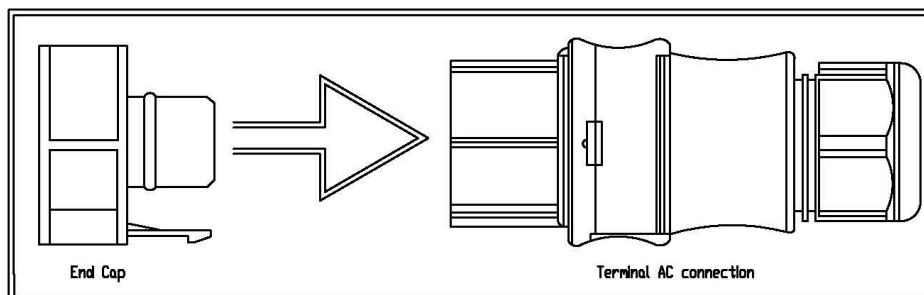
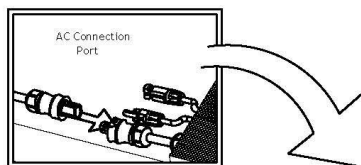
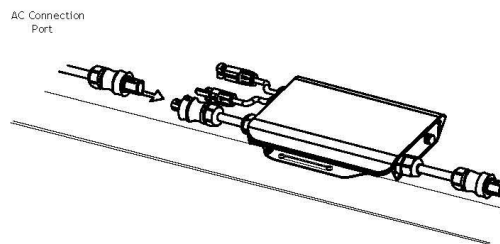
- a. Install mounting hardware
- b. Install grounding hardware and attach grounding wire.
- c. Ground clamp to screw M8.





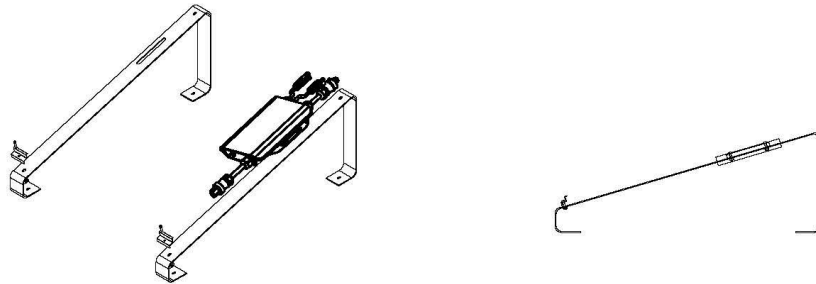
Step 3 AC connection

- Connect adjacent inverters to each other through AC interconnection cables.
 - Listen for click as connectors engage.
 - Make sure unused inverter AC connector is covered with a sealing end cap.
- Do not exceed maximum number of inverters connection allowed per branch..



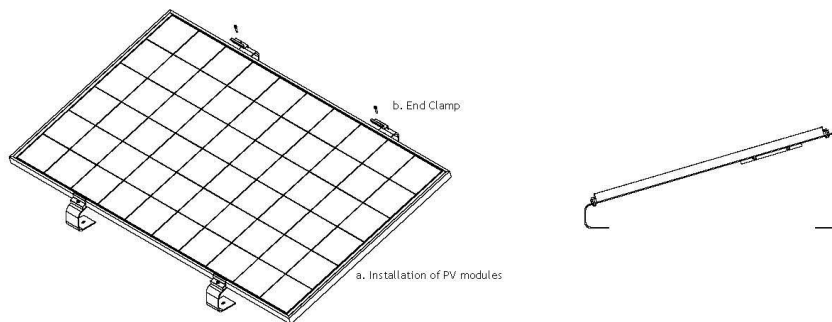
Step 4 Attach End clamp

- a. Installation of PV modules
- b. Listen for End Clamp.



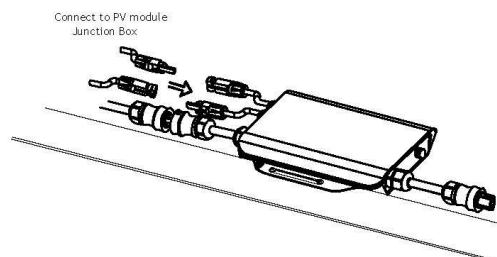
Step 5 Attach PV module

- a. Installation of PV modules
- b. Listen for PV module.
- c. After installation of PV module, completely to the End clamp.



Step 6 Connected PV modulo to the inverters

- a. After installation of PV modules
- b. Connect the DC output connectors from PV modules to the DC input connectors from inverters.

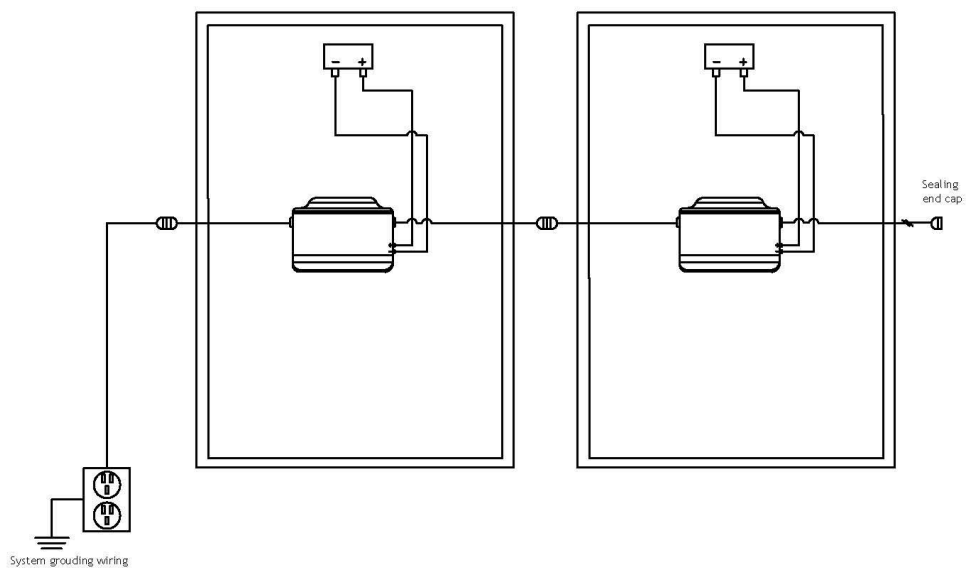


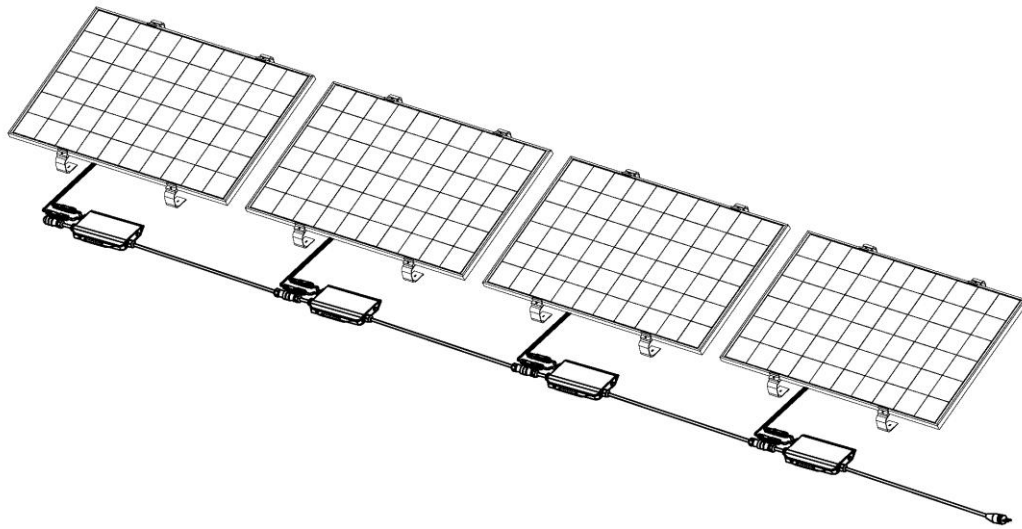
Step 7 Final installation verifications

- a. Verify and confirm connection's correct electrical polarities.
- b. Verify secured mechanical connections.
- c. Verify secured Bolt-connection and recommended torque settings to racking system.
- d. Verify sealed end cap is properly installed at unconnected terminal AC cable run.

Step 8 Connection the system to the wall plug

- a.
- b.
- c.
- d.





The maximum structure mounting is it four PV module.

